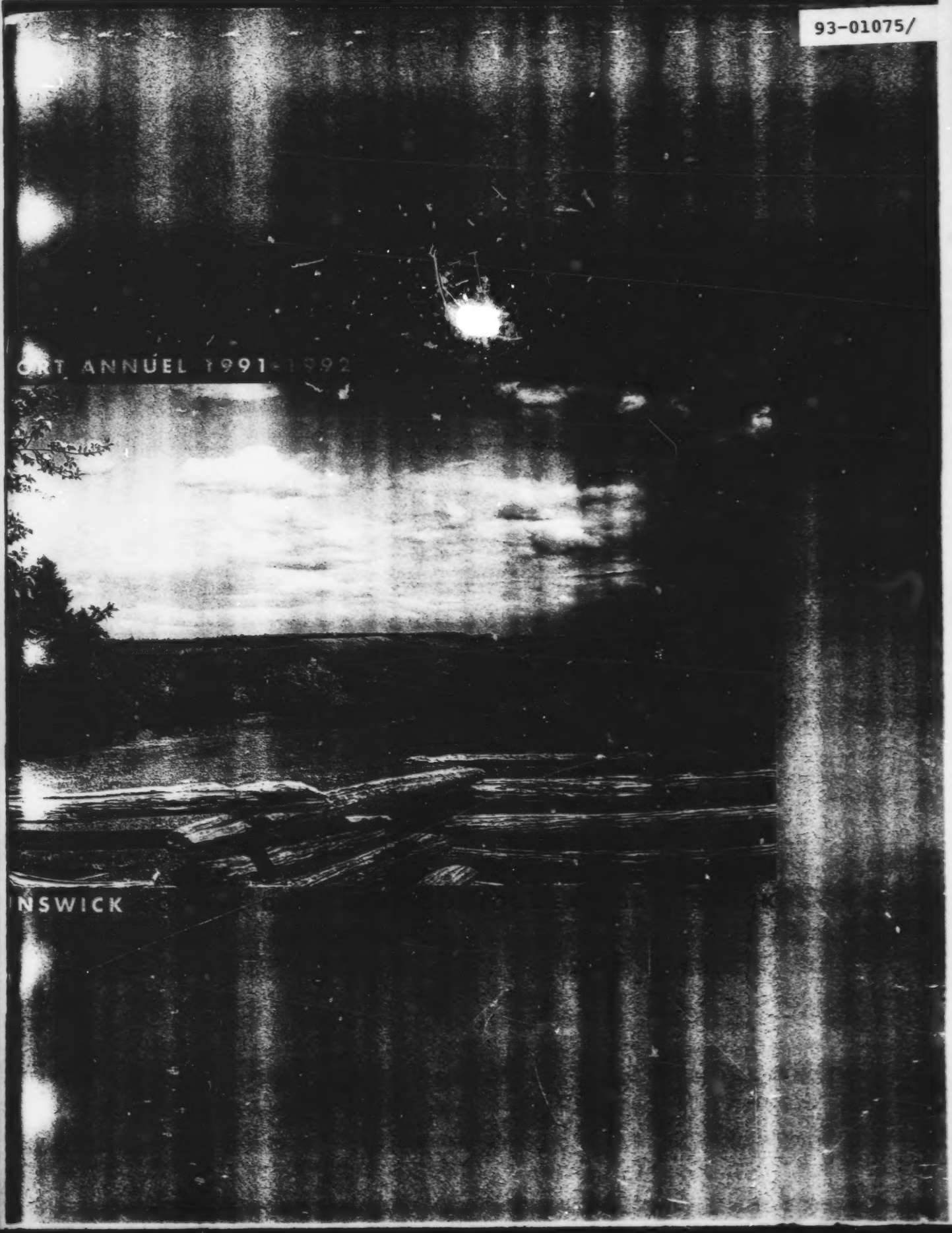
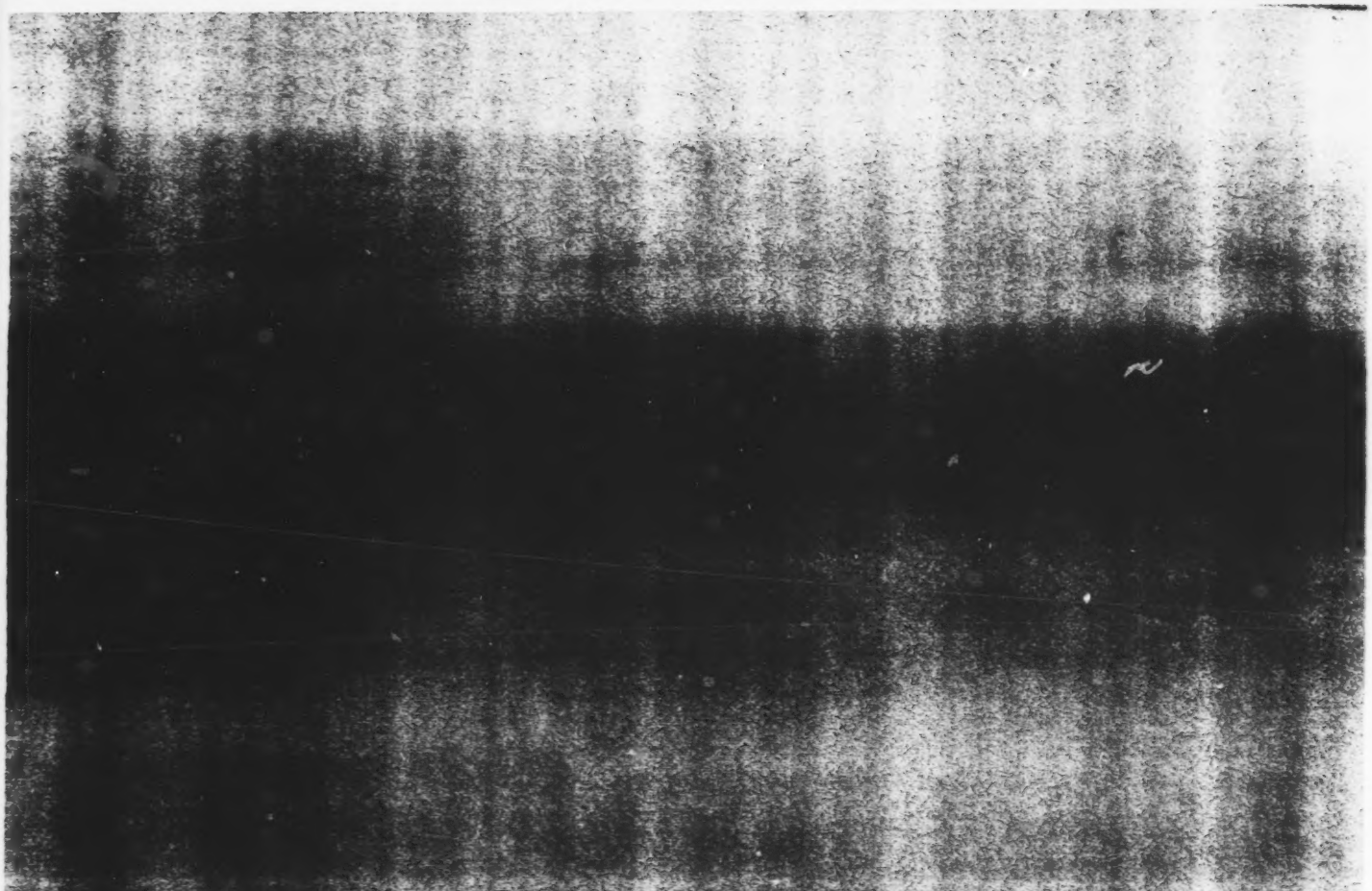
93-01075/





ISSN 0382-2990

Pour recevoir des exemplaires français du rapport, veuillez communiquer avec:

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
CP 2000
Fredericton (N.-B.)
E3B 4X1

For English copies of this report, contact:

New Brunswick Power Corporation
Public Affairs
PO Box 2000
Fredericton, NB
E3B 4X1

TABLE DES MATIÈRES

3
Commentaires

5
Préparons l'avenir

18
Revue financière

22
États financiers

39
Renseignements sur la Société

40
Données statistiques

44
Carte du réseau

Le 15 mai 1992

À Son Honneur
L'honorable Gilbert Finn
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Votre Honneur,

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois terminée le 31 mars 1992.

Veuillez agréer, Votre Honneur,
l'expression de mes sentiments respectueux.

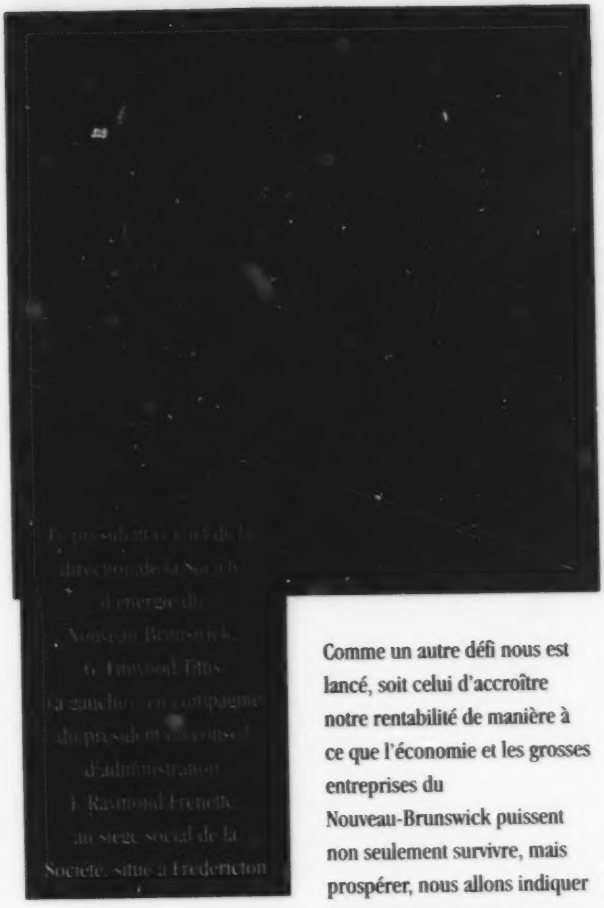
Le président du conseil d'administration de
La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick,

J. Raymond Frenette

C O M M E N T A I R E S

Dans les années 90, les gouvernements, les entreprises et les gens seront appelés à devenir de plus en plus efficaces et concurrentiels. Bien qu'Énergie NB soit presque la seule entreprise à produire et à distribuer de l'électricité au Nouveau-Brunswick, cela ne l'empêche pas de ressentir les pressions exercées par cette tendance. Nous reconnaissons donc que notre entreprise doit être un modèle d'efficacité et de compétitivité, pour assurer non seulement son propre succès, mais aussi celui de ses abonnés.

Notre produit, l'électricité, est indispensable à nos gros consommateurs industriels. En effet, comparativement au reste du Canada ou même au monde entier, l'économie du Nouveau-Brunswick est l'une de celles qui dépend le plus de l'électricité.



Énergie NB a toujours accordé une grande importance à la qualité et à la fiabilité de son service et elle continuera à le faire. Dans le présent rapport, nous mettrons l'accent sur les nombreux projets et programmes que nous avons mis sur pied ou que nous mettrons en oeuvre au cours des dix prochaines années pour répondre aux besoins de nos abonnés, tout en essayant de minimiser les effets de ces projets et programmes sur l'environnement.

Comme un autre défi nous est lancé, soit celui d'accroître notre rentabilité de manière à ce que l'économie et les grosses entreprises du Nouveau-Brunswick puissent non seulement survivre, mais prospérer, nous allons indiquer les mesures que nous avons prises pour le relever.

Il ne sera cependant pas facile de réaliser des progrès.

Au cours des sept dernières années, Énergie NB n'a imposé qu'une seule augmentation générale de ses tarifs, qui revient à 4,4 %. Les marchés externes et les revenus qu'ils procurent ont souffert du ralentissement économique et de la surcapacité de production des entreprises d'électricité de la Nouvelle-Angleterre. Cependant, l'avenir s'annonce prometteur à long terme pour ce qui est des exportations. Les ventes à l'intérieur de la province ont aussi souffert du ralentissement économique. Le prix du pétrole ainsi que le taux de change, qui étaient, au cours des dernières années, des éléments favorables, exercent maintenant une certaine pression sur nos coûts. Étant donné que des projets importants d'équipement de production et de transport d'électricité seront achevés au cours des deux prochaines années, nous devrons trouver des moyens novateurs d'en minimiser les effets sur nos tarifs.

Nous faisons toutefois face à ces défis.

Nous essayons de trouver de nouvelles sources de revenus. Récemment, nous avons réussi à vendre de l'électricité aux provinces voisines. Nous exportons à la Roumanie, qui construit actuellement un réacteur CANDU, l'expertise que nous avons acquise à Point Lepreau. Nous travaillons aussi de concert avec nos abonnés afin de nous assurer que l'électricité est bien utilisée.

Nous avons également mis sur pied des programmes pour limiter nos frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, dont un programme de réduction du personnel de 5 %. Les salaires n'ont pas été augmentés cette année et nous essaierons d'accorder, au cours des deux prochaines années, des hausses de salaire égales ou inférieures au taux d'inflation. Nous avons réévalué en profondeur les méthodes de travail des divisions responsables de l'exploitation et nous en faisons de même avec celles des divisions administratives. Les mesures que nous avons prises pour mieux gérer nos gros projets de construction ont déjà porté fruit, comme en témoignent les projets de turbines à combustion de Millbank et de Ste-Rose. De plus, la centrale de Belledune et le projet de construction d'une ligne de transport dans le nord-est de la province ont également tiré parti de ces nouvelles méthodes. Le projet de conversion à l'Orimulsion[md] de la centrale de Dalhousie devrait aussi en profiter.

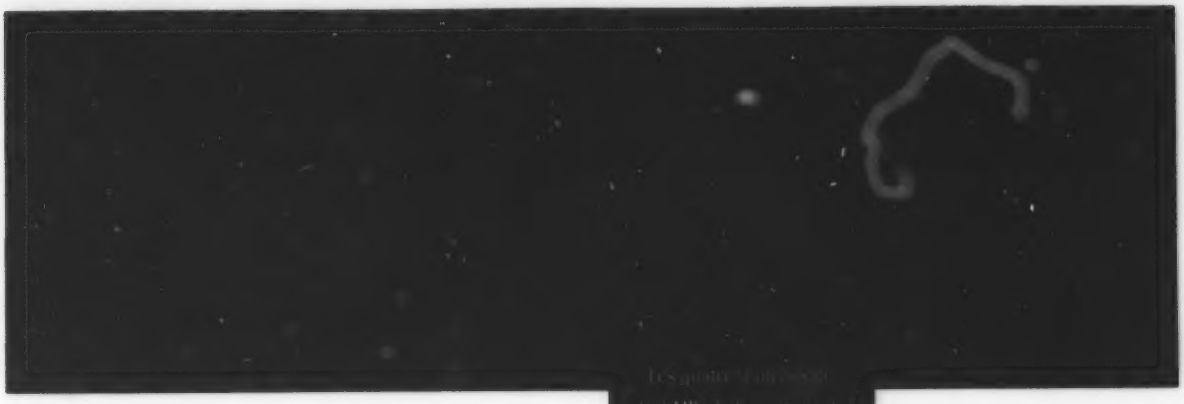
Grâce au succès remporté par les programmes de compression des coûts et à la tendance favorable du prix du pétrole et des frais financiers pendant la plus grande partie de l'année, l'exercice 1991-1992 a été profitable pour Énergie NB. Notre bénéfice net a augmenté pour se chiffrer à 25,1 millions de dollars et ce, malgré le fait que nous ayons dû absorber les coûts du programme d'encouragement à la retraite anticipée et des autres mesures qui nous permettront plus tard de réduire nos dépenses.

Le thème du présent rapport est «Préparons l'avenir». Nous espérons que nous avons réussi à brosser un tableau des mesures que nous avons prises et que nous comptons prendre pour offrir au Nouveau-Brunswick des installations électriques qui soient fiables, écologiques et rentables.

Président du conseil

Président et chef de la direction

P R É P A R O N S L ' A V E N I R



Les quatre dernières tranches de 100 MW de la centrale de Millbank ont été mises en service en novembre 1991

Énergie NB a toujours mis l'accent sur la qualité et la fiabilité de son service. Elle doit cependant, au cours des années 90, relever un nouveau défi : accroître le plus possible sa rentabilité et son efficacité. Cela permettra à ses abonnés non seulement de survivre dans le monde des affaires concurrentiel et complexe d'aujourd'hui, mais également de prospérer. Pour ce faire, nous nous sommes efforcés cette année d'améliorer l'efficacité de nos activités. Nous avons donc examiné trois aspects de celles-ci : la manière dont nous fournissons et distribuons l'électricité, les façons dont nous pouvons aider nos abonnés à mieux utiliser l'électricité et, le dernier et non le moindre, les façons dont nous pouvons aider nos employés à accroître leur rendement.

UN RÉSEAU EFFICACE

Exploitation du réseau

Au cours de l'exercice, Énergie NB a continué à mettre en oeuvre son programme d'ajout d'équipement au réseau électrique afin d'atteindre son objectif, soit fournir une alimentation électrique sûre, fiable et rentable à ses abonnés. On peut ranger les améliorations apportées au réseau en deux catégories. Premièrement, il y a les améliorations qui sont nécessaires pour accroître la fiabilité du service offert aux abonnés, y compris celles permettant à l'entreprise de mieux satisfaire à la demande de ses abonnés, sans toutefois surcharger l'équipement dont elle dispose. Il y a aussi les améliorations qui fournissent aux opérateurs du réseau des données permettant de déterminer les causes des pannes d'électricité et d'y remédier.

Améliorations visant à accroître la fiabilité du service

Quatre tranches de 100 MW à Millbank ainsi qu'une autre tranche de 100 MW à Ste-Rose ont été mises en service en novembre 1991. Bien que les quatre tranches de Millbank aient été construites afin de vendre les 400 MW qu'elles produisent à Hydro-Québec, elles peuvent aussi fournir de l'électricité de pointe en hiver, en cas de pannes imprévues des installations principales. Ces cinq tranches sont situées à des endroits stratégiques au nord de la province. Comme la centrale de Ste-Rose ne requiert pas d'électricité provenant du réseau d'Énergie NB pour son démarrage, elle peut fournir de l'électricité à toute la Péninsule acadienne en cas de panne prolongée de la ligne de transport à 138 kV qui dessert habituellement cette région.

Un deuxième transformateur de 230/138 kV a été mis en service à Newcastle. Énergie NB pourra ainsi fournir une alimentation adéquate en cas de défaillance d'une des deux lignes de transport à 230 kV qui fournissent la majeure partie de l'alimentation électrique de la Miramichi.

Nous avons augmenté la capacité de transformation entre les réseaux de 138 kV et de 69 kV à Eel River et à Newcastle afin de satisfaire à la demande croissante en charges de 69 kV dans ces régions. Cette capacité accrue nous permettra aussi de mieux parer aux situations d'urgence causées par une panne de transformateur.

Nous sommes maintenant plus en mesure de fournir une alimentation fiable à toute la région du sud-ouest, car nous avons ajouté une deuxième ligne de transport à 138 kV de Coleson Cove au comté de Charlotte, ainsi qu'aménagé un nouveau poste de 138/69 kV à Pennfield.

Nous avons continué à débrancher nos abonnés de l'ancien réseau de transport surchargé de 69 kV pour les rebrancher au réseau de transport plus fiable de 138 kV au fur et à mesure que les nouveaux postes de Hampton, Vanier, Devon et New Maryland ont été alimentés.

Amélioration de la détection des défaillances

Nous avons ajouté 10 relais détecteurs de défaillances avancés aux lignes de transport à 69 kV et à 138 kV situées à l'ouest de la province, soit de Grand-Sault à Saint-Jean. Ainsi, quand une défaillance se produit, les ingénieurs d'exploitation peuvent interroger ces relais à distance en vue d'obtenir les renseignements nécessaires pour en déterminer la nature et l'emplacement. Des analyses de défaillances fondées sur ces données garantissent que les dispositifs de protection fonctionnent correctement. À l'avenir, ces données serviront à décider, en pleine connaissance de cause, des manoeuvres de commutation à effectuer pour rétablir le plus rapidement possible le courant aux abonnés touchés.

Afin de pouvoir plus facilement localiser les pannes d'équipement avant qu'elles puissent nuire au réseau de transport de l'énergie en gros, ou aux abonnés industriels desservis par ce réseau, nous avons installé des enregistreurs de défauts à trois postes de 345 kV, ainsi qu'à deux postes de 138 kV.

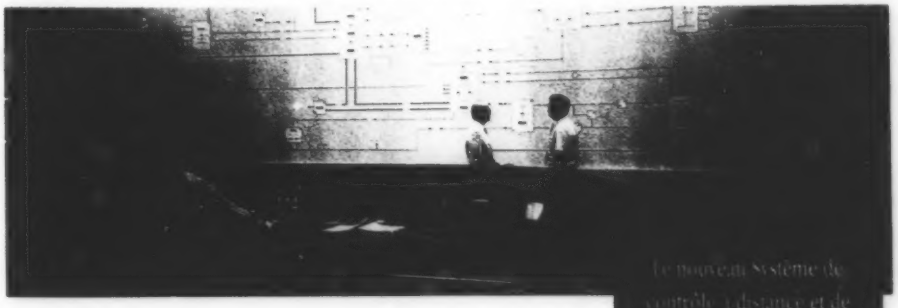
Augmentation de la capacité d'exploitation du Centre de conduite du réseau

Au cours de l'exercice, nous avons implanté un nouveau système informatisé de contrôle au Centre de conduite du réseau, qui a coûté 9,2 millions de dollars. Grâce au Système de contrôle à distance et de saisie des données (SCADA), un opérateur peut brancher et débrancher des lignes et surveiller la circulation de l'électricité dans les lignes de transport, les transformateurs, les tranches de production et nos interconnexions avec les autres entreprises.

Au cours de l'exercice, nous avons également mis en oeuvre

La construction d'une ligne de transport à 345 kV d'une longueur de 200 km pour relier Salisbury à Bathurst viendra compléter le circuit à 345 kV autour de la province

un Système de gestion de l'énergie. Ce système comprend une série de logiciels d'application qui simulent le réseau électrique et permettent à l'opérateur de prendre constamment des décisions concernant son exploitation et sa sécurité. À partir de l'état actuel du réseau, l'opérateur peut voir les effets qu'auront les modifications apportées au réseau, comme la perte d'une tranche de production ou une panne occasionnée par l'entretien d'une ligne de transport, avant même que ces changements aient lieu. Grâce à ce système, nous pouvons nous éviter beaucoup de problèmes, dont la coupure de service aux abonnés. D'autres programmes permettent à l'opérateur d'exploiter le réseau de manière plus rentable. Le système informatisé de rétablissement du service, très utile au personnel de distribution ou aux employés qui répondent aux appels des abonnés signalant des pannes d'électricité, est en train d'être relié au Système de contrôle à distance et de saisie des données et au Système de gestion de l'énergie. Des écrans graphiques, sur lesquels figurent les lignes de transport, afficheront alors automatiquement les pannes. En plus d'améliorer la sécurité et la fiabilité des activités, ces nouveaux systèmes informatiques sont conçus de manière à en permettre l'expansion.



Le nouveau système de contrôle à distance et de saisie des données du Centre de conduite du réseau

Nous avons rénové le bureau du district de Woodstock qui comprend maintenant un magasin et une aire d'entretien

Centrales et districts

On évalue continuellement l'efficacité de toutes les centrales et de tous les bureaux de district d'Énergie NB grâce à un programme permanent d'entretien et d'amélioration. Afin de contrôler les coûts d'entretien des lignes de distribution partout dans la province, on a mis en oeuvre un programme de gestion du matériel et de remise en état pour examiner la remise à neuf du matériel et des outils, la récupération de l'équipement réutilisable, la marche à suivre pour retrouver les biens ainsi que le déplacement et la manipulation de l'équipement.

Les travaux qui sont actuellement exécutés à la centrale de Dalhousie, comprenant la construction d'un centre administratif et une amélioration importante de l'équipement, permettront d'en prolonger la vie utile. Nous avons également rénové le bureau du district de Woodstock qui comprend maintenant un magasin et une aire d'entretien.

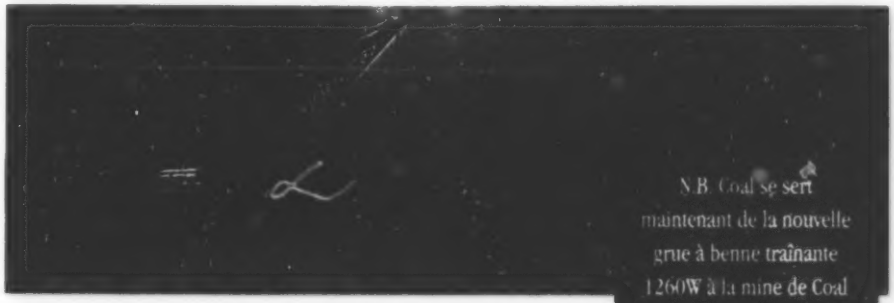
La centrale de Point Lepreau a l'honneur d'avoir le meilleur rendement de toutes les centrales du Canada ainsi que de compter parmi les plus efficaces au monde. Cette centrale, dont le facteur de puissance était de 97 %, a connu une autre excellente année en 1991-1992. Point Lepreau a satisfait à 27 % de la demande provinciale et a produit 1 564,4 gigawatts-heures d'électricité que l'on a vendus à l'extérieur du Canada. En septembre 1991, on a transféré le premier lot de combustible nucléaire irradié de la piscine se trouvant à l'intérieur de la centrale aux silos en béton situés à l'extérieur de celle-ci. Vers le milieu de l'automne, 10 silos ont été remplis, et on s'attend à remplir les 10 autres silos au cours de l'été 1992. La construction de 20 autres silos en béton est prévue pour l'été 1992.

Projets en cours...

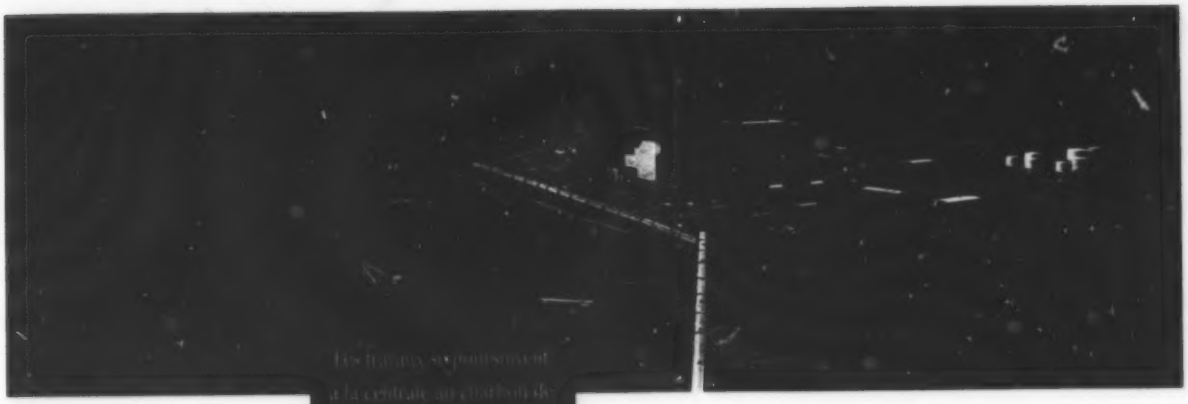
Les travaux se poursuivent à la centrale au charbon de Belledune. Il s'agira d'une centrale modèle, disposant des moyens de contrôle technologique et environnemental nécessaires aux centrales modernes alimentées aux combustibles fossiles. Il s'agira également de la première centrale au Canada à avoir un système de désulfuration des gaz de combustion. La centrale de Belledune, dont la mise en service est prévue pour l'automne 1993, continuera à produire à bon prix de l'électricité bien au-delà du début du siècle prochain.

Un projet de construction d'une ligne de transport dans le nord-est de 86 millions de dollars permettra de relier la centrale de Belledune au réseau. La principale partie de ce projet porte sur la construction d'une ligne de transport à 345 kV d'une longueur de 200 km pour relier Salisbury à Bathurst. Cette ligne viendra compléter le circuit à 345 kV autour de la province. Elle améliorera aussi la fiabilité du service dans les régions de Moncton et de Bathurst et réduira les pertes sur le réseau. Ce projet comprend également la construction de postes, de sous-stations, de transformateurs et de liaisons par micro-ondes.

À la centrale de Dalhousie, les chaudières, actuellement alimentées au charbon et au mazout, font l'objet de modifications afin de pouvoir consommer de l'Orimulsion[md]. De plus, cette centrale sera munie d'un nouvel épurateur pour nous assurer que nous respectons les normes provinciales concernant les émissions de dioxyde de soufre.



N.B. Coal se sert maintenant de la nouvelle grue à benne traînante 1260W à la mine de Coal Creek qui est située à 90 km au nord de Fredericton. Cette nouvelle grue remplace deux grues plus petites qui ont été mises hors service



Les travaux se poursuivent à la centrale au charbon de Belledune dont la mise en service est prévue pour l'automne 1993. Il s'agira d'une centrale modèle disposant des moyens de contrôle technologique et environnemental nécessaires aux centrales modernes alimentées aux combustibles fossiles.

De nouveaux principes de gestion de projet

Nous avons utilisé la méthode de gestion uniforme pour les projets suivants : construction de la centrale de Belledune, érection d'une ligne de transport dans le nord-est et conversion de la centrale de Dalhousie pour qu'on puisse y brûler de l'Orimulsion[md]. Nous nous servons également de cette méthode pour la centrale de Millbank ainsi que pour tous les projets de construction d'Énergie NB, peu importe leur taille ou leur genre. Une telle méthode, en plus d'être efficace et uniforme, permet d'envisager de façon rationnelle et globale toutes les étapes d'un projet. Elle comprend l'établissement de normes précises pour les caractéristiques techniques, l'installation d'équipement, les directives de conception ainsi que la marche à suivre pour l'exécution des travaux et la mise en service.

Un nouveau système de dessin électronique a révolutionné la façon dont les plans sont emmagasinés, extraits et modifiés chez Énergie NB. Le système de modélisation assistée par ordinateur en trois dimensions établit un lien entre les étapes de conception et de construction de gros projets, comme l'aménagement de la centrale de Belledune, la construction de la ligne de transport du nord-est et la conversion de la centrale de Dalhousie, nous permettant ainsi d'économiser beaucoup de temps.

On a pu apporter, au cours de l'exercice, des améliorations en matière de gestion des coûts d'un projet. On a conçu et mis en oeuvre un système de contrôle en direct des coûts et du budget à l'échelle de l'entreprise pour faciliter la mise à jour des prévisions mensuelles et la prise de décisions proactive.

Futures possibilités en matière d'énergie

Lorsque la centrale au charbon de 450 MW de Belledune sera terminée à la fin de l'automne 1993, nous disposerons des installations principales nécessaires pour satisfaire à la demande jusqu'à l'an 2000. Cependant, en dépit des efforts déployés en matière d'économie d'énergie, la croissance de la charge provinciale et le développement de nouveaux débouchés pourraient quand même nous obliger à construire une centrale à la fin du siècle. Nous devons donc commencer dès maintenant à planifier la façon dont nous allons répondre à ce besoin. Nous examinons actuellement de nombreuses possibilités : la construction d'une deuxième centrale au charbon de 450 MW à Belledune; l'ajout d'une tranche de production de gazéification du charbon à cycle combiné à Grand Lac (150 MW); l'aménagement d'une centrale hydraulique à Grand-Sault-Morrell (350 MW); la construction d'un réacteur nucléaire à Point Lepreau identique à celui qui est actuellement en service; l'aménagement d'un réacteur CANDU 3 ou l'ajout d'une tranche de production au gaz naturel à cycle combiné.

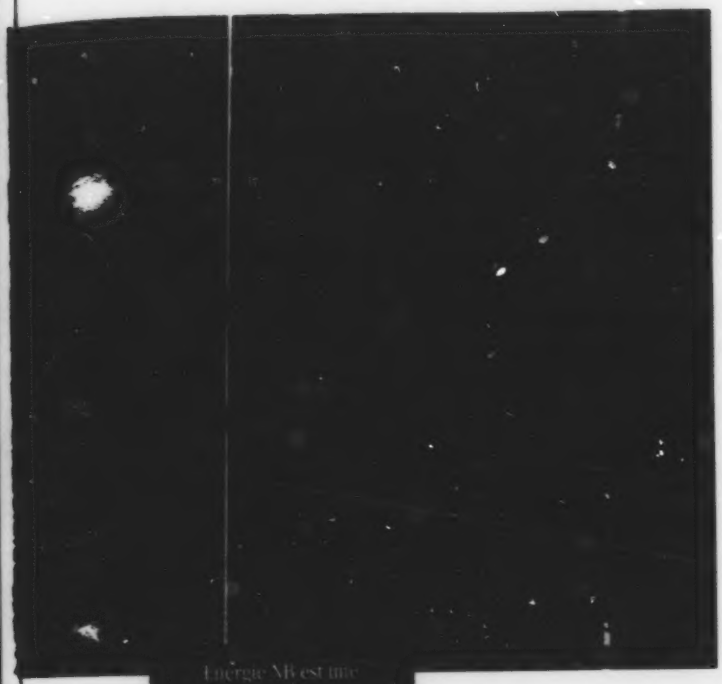
GESTION DE L'ÉNERGIE ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE AU PROFIT DES ABONNÉS

Gestion de la demande
Notre objectif consiste à combiner divers programmes rentables de gestion de la demande et divers projets de production d'électricité en vue d'offrir à nos abonnés le meilleur service possible à des tarifs concurrentiels.

Énergie NB est une entreprise Éner Sage
Afin de retarder la nécessité de bâtir une nouvelle installation de production d'électricité, notre programme de gestion de la demande de 30 millions de dollars prévoit une réduction de la croissance de 110 MW pour la fin de l'exercice 1996-1997. Nous espérons atteindre cet objectif en mettant en oeuvre divers programmes Éner Sage. Énergie NB a adhéré à Éner Sage, le principal programme d'économie d'énergie axé sur la clientèle, en juillet 1991. Énergie NB et les 24 membres internationaux que compte ce programme, soit des entreprises d'électricité et des organismes gouvernementaux, échangent entre eux des renseignements et de l'expertise. Le but visé consiste à aider les abonnés à réduire leurs factures d'électricité et à mieux utiliser l'électricité. Parmi les programmes Éner Sage actuellement en vigueur, on trouve le Programme de prêt d'économies d'énergie et d'améliorations électriques, le Programme d'encouragement à l'achat de moteurs à haut rendement énergétique, le Programme de vérifications énergétiques à domicile et le Programme d'encouragement à l'achat de maisons R-2000. De tous les programmes R-2000, c'est le nôtre qui remporte actuellement le plus de succès, puisque 11 % de toutes les nouvelles maisons construites en milieu urbain au Nouveau-Brunswick sont des maisons R-2000. Les programmes Éner Sage que nous prévoyons lancer prochainement portent sur les économies d'eau chaude domestique et la rénovation des maisons. Nous élaborons actuellement des programmes dans le domaine de l'éclairage et des pompes à chaleur éconergétiques. Notre objectif consiste à économiser, en 1992-1993, 21 mégawatts grâce aux programmes Éner Sage.

Le rendement énergétique et les économies d'énergie sont des éléments de la gestion de l'énergie souvent négligés. Les entreprises commencent cependant à s'apercevoir qu'ils cadrent bien avec les bons principes commerciaux. Au cours de l'exercice, Énergie NB a continué à encourager les petites et les grosses entreprises de toute la province à examiner leurs activités et à y apporter les modifications nécessaires pour mieux utiliser l'énergie. Ainsi, Énergie NB a lancé son Programme d'encouragement à l'achat de moteurs à haut rendement énergétique et a promu le prix de mérite industriel de l'Association canadienne de l'électricité, qui a été décerné à la Miramichi Pulp and Paper Inc. en 1991.

Avantages industriels - un partenariat avec le secteur industriel
Au cours de l'exercice, les centrales de Millbank et de Ste-Rose ont été terminées selon les délais et les coûts prévus. La construction de la centrale de Millbank était un



Énergie NB est une entreprise Tiers Sage. Notre programme de gestion globale de la demande vise une réduction de la demande de 110 MW pour la fin de l'exercice 1996–1997.

élément important du programme provincial d'avantages industriels qui vise à accorder aux entreprises néo-brunswickoises une plus grande partie des contrats portant sur les travaux de construction exécutés dans la province. Le contrat principal, soit la fourniture et l'aménagement des turbines à combustion, a été octroyé à Asea Brown Boveri. Cette entreprise suisse a accepté de procurer à la province des avantages indirects d'une valeur de 60 millions de dollars, dont des investissements, des transferts de technologie et des exportations de produits. Elle a aussi accepté d'accorder des avantages directs de 20 millions de dollars, dont des sous-contrats à des entreprises du Nouveau-Brunswick.

À la fin de février 1992, on passait un contrat avec Babcock et Wilcox, de Cambridge, en Ontario, portant sur l'installation de l'épurateur de la centrale de Dalhousie. Ce contrat stipulait des retombées industrielles d'une valeur égale au prix du contrat, soit 30 millions de dollars. Des contrats comme celui-ci contribuent à faire prospérer les entreprises compétentes du Nouveau-Brunswick.

Électricité produite par des entreprises autonomes

Énergie NB a signé deux contrats de 30 ans relativement à l'achat de puissance et d'énergie produites par deux centrales au bois qui seront construites à Sussex et à Kedgwick. Dans le document intitulé «Une politique énergétique 1991-2005» publié par le gouvernement provincial en 1990, on mettait particulièrement l'accent sur l'électricité produite par des entreprises autonomes, ainsi que sur les sources d'énergie de remplacement. Les deux contrats de 30 ans sont conçus de manière à encourager ces centrales à produire plus d'énergie en hiver quand la demande en électricité est la plus forte.

Énergie NB achète de l'électricité d'autres producteurs provinciaux autonomes, y compris des abonnés industriels ayant des installations de co-production et des exploitants de petits aménagements hydro-électriques. Ces contrats portent sur un approvisionnement garanti de 5 MW ou moins.

Consultation accrue du public

En juillet 1991, la Commission des entreprises de service public (CESP) a tenu une série d'audiences publiques au sujet des tarifs d'Énergie NB. Cette série d'audiences, qui a duré 16 jours en tout, s'est terminée le 13 août. En décembre 1991, la Commission a pris la décision d'approuver une augmentation des tarifs de 6,9 % du 16 janvier au 31 mars 1991. Elle a ensuite ordonné à Énergie NB de réduire ses tarifs de 2,3 % pour l'exercice 1991-1992, en raison de la baisse du prix du pétrole qui a eu lieu après la guerre du golf Persique. Énergie NB a donc dû rembourser une partie des montants payés par ses abonnés pour les services qu'elle a rendus du 1er avril 1991 au 19 janvier 1992. La dernière augmentation des tarifs, avant cette augmentation nette de 4,4 %, datait du 1er avril 1985. En dépit de cette augmentation, les tarifs électriques du Nouveau-Brunswick restent les plus bas des Provinces maritimes. De plus, quand on fait la moyenne, ces tarifs sont inférieurs à ceux des autres provinces, notamment à ceux de l'Ontario, malgré le fait que les tarifs de cette province étaient traditionnellement inférieurs à ceux d'Énergie NB.

En novembre 1991 a eu lieu une audience sur la structure tarifaire et la façon dont les coûts des services sont répartis entre les différentes catégories d'abonnés. En mai 1992, soit peu de temps après la clôture de l'exercice, une autre audience a eu lieu sur la politique en matière des services offerts aux abonnés. Il s'agissait de la dernière des sept audiences générales visant à renseigner la Commission sur les activités d'Énergie NB. Pendant la tenue des audiences sur les services offerts aux abonnés, on a ménagé des réunions régionales partout dans la province afin de donner aux membres du public l'occasion d'exprimer leur opinion au sujet d'Énergie NB.

EFFICACITÉ ACCRUE DES EMPLOYÉS

Une nouvelle raison sociale

En mai 1991, la Loi sur l'énergie électrique, en vertu de laquelle Énergie NB a été constituée en société, a subi plusieurs modifications. Grâce à notre nouvelle raison sociale, «La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick», il est maintenant plus facile pour nos clients américains de savoir qu'ils ont affaire à une entreprise commerciale. En effet, le mot «Commission» de notre ancienne raison sociale prêtait à confusion et pouvait laisser croire à certains qu'ils avaient affaire à un comité gouvernemental. Nous continuerons à utiliser notre nom commercial, Énergie NB.

En vertu de la nouvelle loi, les anciens commissaires sont devenus des administrateurs et le président est officiellement le chef de la direction ainsi qu'un membre d'office du conseil d'administration.

Une nouvelle structure organisationnelle

En février 1992, nous avons apporté des modifications à la direction de la Société afin de pouvoir fournir un meilleur service aux habitants et aux entreprises du Nouveau-Brunswick et nous attaquer à des questions de plus en plus complexes.
Roland J. Lutes, c.a., qui était un associé principal du cabinet Ernst & Young de Toronto, est entré au service d' Énergie NB à titre de vice-président principal, Finances et Administration. En outre, les activités principales des divisions d'Exploitation et d'Ingénierie et de Construction ont été regroupées, et c'est Chuck Baird, en tant que vice-président principal, Ingénierie et Exploitation, qui en a la responsabilité. Ces changements font partie du programme permanent de planification de la relève et d'examen des méthodes de gestion.

Plusieurs cadres supérieurs faisaient partie du groupe d'employés qui ont profité de l'offre d'encouragement à la retraite anticipée qui leur a été faite pour la fin de mars. Ce programme a coûté 8 millions de dollars. Grâce aux 100 postes que l'on pourra ainsi abolir, la Société sera en mesure d'économiser 6 millions de dollars chaque année, et ce, à compter de l'exercice 1992-1993. De plus, 30 autres postes seront éliminés au siège social. N.B. Coal Limited a également mis en oeuvre un programme d'encouragement à la retraite anticipée, au coût de 2,6 millions de dollars, ce qui lui a permis d'abolir 24 postes. Elle pourra ainsi économiser 800 000 $ à compter de l'exercice 1992-1993.

Nous aidons nos employés à devenir plus productifs

Énergie NB est déterminée à offrir à ses employés des cours de formation et de perfectionnement pour leur permettre d'acquérir les connaissances et les compétences nécessaires pour bien exécuter leur travail. Par exemple, au cours de l'exercice, 35 surveillants ont suivi le cours de formation interne intitulé «Programme de perfectionnement en gestion». De plus, le Programme d'aide à l'éducation encourage les employés à se perfectionner en vue d'accéder à de meilleurs emplois en suivant des cours dans les universités et les collèges communautaires de la province.

À la centrale de Point Lepreau, on s'est beaucoup servi d'un nouveau simulateur, qui est une réplique de la salle de commande de la centrale, pour former nos employés. Ce simulateur sera également utilisé dans le cadre d'un programme de formation de deux ans auquel participeront 100 exploitants de la centrale nucléaire de Cernavoda I en Roumanie. Le premier groupe de Roumains est arrivé à Point Lepreau en février 1992. C'est L'EACL qui a accordé ce contrat de formation avancée à Énergie NB.

En plus de former des cadres et du personnel technique, Énergie NB compte

203 employés inscrits à 11 programmes d'apprentissage.

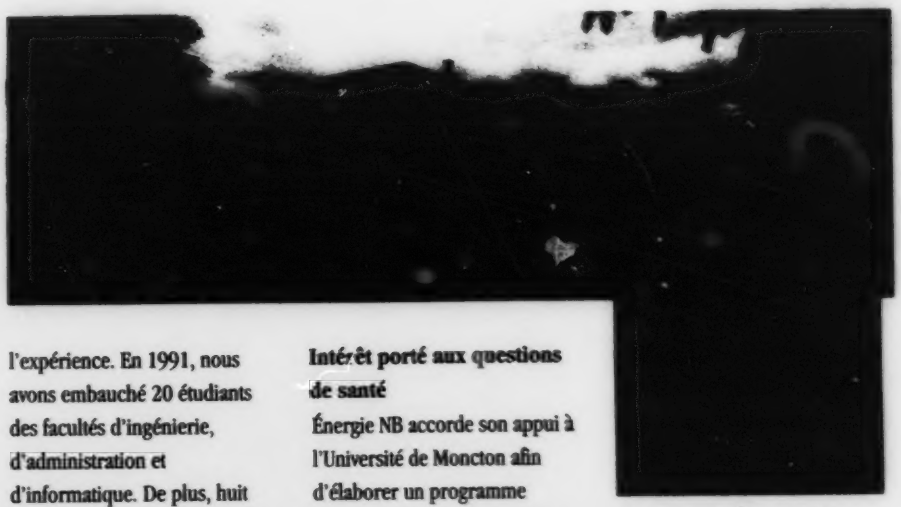
Énergie NB forme aussi des apprentis pour le compte d'entrepreneurs en électricité et d'autres entreprises d'électricité du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard.

Le service de Recrutement et de Perfectionnement a amélioré le programme d'initiation des nouveaux employés. La première journée d'initiation des nouveaux employés a eu lieu en juillet. Pendant cette journée, les nouveaux employés ont obtenu des renseignements généraux sur la Société et ses divers services et divisions. Ils ont également obtenu des renseignements sur les avantages sociaux qui leur sont offerts. Jusqu'à maintenant, 86 nouveaux employés ont assisté à six journées d'initiation. Ce service prépare actuellement un manuel destiné aux employés, une liste de vérification à l'intention des surveillants et une nouvelle trousse d'initiation.

Notre effectif de l'avenir

Chaque année, Énergie NB offre à de nombreux étudiants des universités et des collèges communautaires du Nouveau-Brunswick l'occasion de travailler et d'acquérir de l'expérience. En 1991, nous avons embauché 20 étudiants des facultés d'ingénierie, d'administration et d'informatique. De plus, huit étudiants en ingénierie ont ainsi pu acquérir un an d'expérience et nous avons mis en réserve l'équivalent de 13 postes à temps plein afin de permettre à des étudiants en informatique de les occuper à tour de rôle. Nous avons aussi réservé 13 postes pour que des étudiants inscrits à des programmes techniques dans des collèges communautaires puissent, à tour de rôle, faire des stages de formation. Étant donné que chaque stage dure quatre mois, 39 étudiants co-op peuvent travailler chez Énergie NB pendant l'année.

Nous avons, depuis des années, un programme d'emplois d'été qui remporte beaucoup de succès. En 1991, nous avons engagé 438 étudiants partout dans la province. Tout en faisant un apport important à nos activités en remplaçant nos employés permanents qui sont en vacances, les étudiants acquièrent de l'expérience précieuse puisque beaucoup d'entre eux travaillent dans leur domaine d'études.



Intérêt porté aux questions de santé

Énergie NB accorde son appui à l'Université de Moncton afin d'élaborer un programme novateur qui aide les personnes et les entreprises à prévenir les problèmes de santé ainsi qu'à y remédier. En effet, Énergie NB fournira 300 000 $ à cette université afin de constituer un fonds en fiducie visant à encourager les recherches dans les domaines de la vie active et du style de vie en milieu de travail. La Société a aussi décidé de mettre en oeuvre le Programme de vie active et de style de vie à son siège social à Fredericton. Il s'agit d'un programme pilote qui pourrait plus tard être mis en oeuvre à d'autres endroits. On estime que pour chaque dollar investi dans un programme de vie active et de style de vie, on peut économiser à long terme jusqu'à 11 $ sur les coûts relatifs aux soins médicaux.

Plus de 25 700 jours de travail, soit 8,5 jours par employé, ont été perdus en 1991-1992 à cause d'une maladie ou d'un accident du travail.

En juin 1991, Énergie NB a accepté de financer l'Association des épandeurs de dioxine relativement aux poursuites que cette association a engagées contre Dow Chemical. Cette entreprise fournissait, dans les années 50 et 60, les produits chimiques utilisés dans le cadre des programmes d'épandage, dont celui portant sur le nettoyage des emprises des lignes de transport. Énergie NB a pris cette mesure pour déterminer si l'épandage de produits chimiques a causé des problèmes de santé et, si tel est le cas, pour s'assurer que ses anciens employés reçoivent un dédommagement adéquat. La question fait encore l'objet de débats en cour.

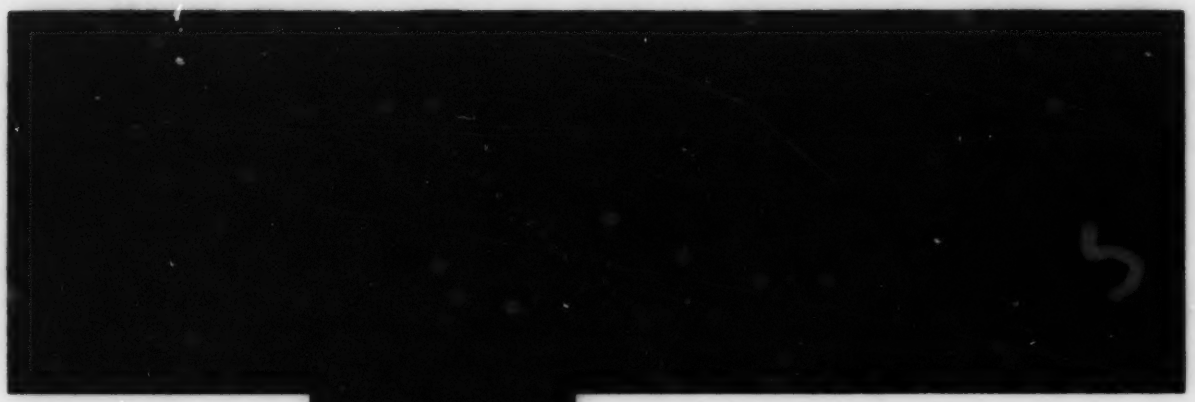
Activités conjointes de l'entreprise et du syndicat

Chaque année, la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE) et Énergie NB organisent une compétition des monteurs de lignes. Cette compétition vise à promouvoir la sécurité, l'efficacité et l'exécution d'un travail de qualité supérieure. Le prix est un voyage au rodéo international des monteurs de lignes qui a eu lieu cette année en septembre, à St. Louis. Les gagnants de la troisième compétition annuelle des monteurs de lignes, une équipe du district de Moncton, ont obtenu d'excellents résultats lors du rodéo international. En effet, l'équipe de Moncton s'est classée première dans la division des entreprises d'électricité municipales et cinquième pour la compétition globale à laquelle participaient 150 équipes provenant de toute l'Amérique du Nord.

Énergie NB parraine les Jeunes Entreprises

Garderie en milieu de travail

Comme elle reconnaît que les employés sont plus productifs lorsqu'ils savent que leurs jeunes enfants sont, pendant leurs heures de travail, gardés par des personnes de confiance, Énergie NB est heureuse d'avoir donné un édifice pour y aménager une garderie. Il s'agit d'une entreprise conjointe d'Énergie NB et de la FIOE. Au cours de l'année, la FIOE a mené un sondage pour déterminer les besoins en garderie ainsi que l'appui qu'on accorderait à une garderie en milieu de travail. Depuis lors, un comité de financement composé d'employés s'occupe de l'aménagement de l'édifice.



Société commanditaire de la Galerie du patrimoine de la rivière

En août 1991, Énergie NB a signé une entente en vue de commanditer une galerie d'exposition au Village historique de Kings Landing. Ce centre touristique, situé à 35 kilomètres à l'ouest de Fredericton sur le fleuve Saint-Jean, a été créé à la suite de la construction de la centrale de Mactaquac. La centrale a ainsi favorisé l'aménagement d'une des zones touristiques les plus belles et les plus prospères du Nouveau-Brunswick.

En parrainant cette galerie, Énergie NB a la chance de présenter la Société sous un jour positif aux visiteurs qui viennent du Canada et des États-Unis. Elle a aussi l'occasion de renseigner le public sur l'aménagement des ressources hydroélectriques de la province et sur les moyens utilisés pour prévenir les effets nuisibles à l'environnement.

Énergie NB fournira, sur une période de trois ans, 150 000 $ pour couvrir les frais liés à la recherche, à la coordination et à la promotion de la Galerie du patrimoine de la rivière qui accueillera diverses expositions culturelles et historiques.

Le musée passe à l'histoire

Le musée de l'électricité d'Énergie NB, qui était initialement situé à la centrale de Mactaquac est maintenant aménagé dans un édifice historique du centre-ville de Fredericton. Depuis son ouverture à ce nouvel emplacement en juillet 1991, la collection d'objets du musée n'a fait qu'augmenter et chaque objet a été enregistré selon les normes de la muséologie. Plus de 7 000 personnes ont visité le musée au cours de ses neufs mois d'activité.

Réduction des émissions de dioxyde de soufre

Le programme de réduction des émissions de dioxyde de soufre d'Énergie NB va bon train. Il nous permettra de respecter la norme de 123 000 tonnes qui entre en vigueur en 1994. Ce programme comporte quatre volets :

◆ La construction d'une nouvelle centrale au charbon de 450 MW à Belledune. Cette centrale sera munie d'un système de désulfuration des gaz de combustion, ou épurateur, afin de s'assurer qu'on ne dépasse pas les normes fédérales concernant les émissions de SO_2, qui sont établies à 0,6 lb par million de BTU pour les nouvelles centrales. Il s'agira alors du premier épurateur au Canada à être utilisé par une entreprise d'électricité.

◆ L'aménagement d'un épurateur à la centrale de Dalhousie, et la conversion des tranches I et II de cette centrale, qui consomment respectivement du mazout et du charbon néo-brunswickois, afin qu'on puisse y brûler de l'Orimulsion[md]. Ces deux mesures permettront de réduire nos émissions de SO_2 de 90 %.

◆ La mise en oeuvre d'un programme d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique en six étapes afin de réduire la croissance prévue de la demande en électricité de 110 MW.

◆ L'utilisation d'un mazout à plus faible teneur en soufre à la centrale de Coleson Cove, lorsque cela est nécessaire.

En outre, le ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick a exigé qu'on utilise, au cours de l'été, un mazout à faible teneur en soufre à la centrale de Courtenay Bay. Cette décision donnera lieu à une réduction approximative de 1 000 tonnes de SO_2 par année.

Le coût en capital de ce programme se situe aux alentours de 317 millions de dollars. Il sera réparti sur les prochaines années.

Surveillance des pluies acides

Nous avons élaboré un programme de pointe de surveillance des pluies acides portant sur le bassin atmosphérique de la région de Coleson Cove. Ce programme, qui est en vigueur depuis plus de trois ans, a permis de recueillir des données précieuses sur les dépôts de sulfate par voie humide dans le bassin atmosphérique de la région de Coleson Cove et de Saint-Jean. On a aussi mis au point un programme de modélisation en deux étapes visant à prédire dans quelle mesure ces dépôts sont attribuables à la centrale de Coleson Cove et aux autres sources plus éloignées. Notre expert-conseil, Concord Environmental Corporation, a soumis son rapport final en janvier 1992, et les résultats de l'étude ont été rendus publics un mois plus tard. Le programme de surveillance et de modélisation a révélé que 85 % des dépôts de sulfate par voie humide tombant dans le bassin atmosphérique de Saint-Jean sont amenés par les vents dominants provenant des autres régions du Canada et du nord-est des États-Unis.

En 1992, nous avons élargi notre programme de surveillance des pluies acides afin d'inclure le nord de la province, notamment les régions de Belledune et de Ste-Rose où des centrales seront mises en service. Ce programme fournira des données importantes qui nous permettront de déterminer les effets qu'auront sur la province la réduction des émissions de dioxyde de soufre qui devrait avoir lieu en 1994 pour l'Est du Canada et en l'an 2000 pour les États-Unis.

Élimination graduelle des biphényles polychlorés (BPC), des herbicides et des pesticides

Jusqu'à présent, Énergie NB a détruit environ 50 000 litres de liquide à forte teneur en BPC ainsi que 100 tonnes de déchets solides contenant des BPC. Elle a aussi décontaminé environ 350 000 litres de liquide à faible teneur en BPC. Pour ce faire, elle a dépensé 4,4 millions de dollars.

Nous continuerons à éliminer graduellement les transformateurs de distribution contenant peu de BPC au fur et à mesure qu'ils seront usés. Actuellement, nous décontaminons environ 250 transformateurs de distribution par année par l'entremise de notre programme d'entretien ordinaire.

Notre objectif consiste à pouvoir procéder à l'élimination de tout le matériel et de tous les résidus contenant des BPC (actuellement entreposés dans des endroits sûrs appartenant à Énergie NB) une fois qu'Environnement Canada aura aménagé un incinérateur mobile de BPC dans les provinces de l'Atlantique. Un tel incinérateur devrait être disponible d'ici quelques années.

En avril 1991, Énergie NB a cessé d'utiliser des herbicides et des pesticides pour l'entretien des emprises de ses lignes de transport. Elle prévoit plutôt utiliser des moyens manuels et mécaniques pour lutter contre la croissance de la végétation.

La protection de l'environnement - un moyen de prévoir l'avenir

L'année dernière, nous avons mis au point un programme de protection de l'environnement pour nos installations de transport afin de nous assurer que les questions de choix du tracé, de conception, de construction et d'exploitation soient résolues de manière à ne pas nuire à l'environnement. Cette année, nous avons tenu des séances d'information à ce sujet à l'intention de notre personnel affecté à la construction et de nos entrepreneurs ainsi que de leurs employés. Nous voulons ainsi nous assurer que les gens qui participent à toutes les étapes de la construction des lignes de transport comprennent les raisons pour lesquelles il faut avoir des pratiques écologiques saines et connaissent les mesures à prendre à cet égard. En plus d'avoir nos propres spécialistes en matière d'environnement, nous avons recours à des spécialistes en gestion des pêcheries ainsi qu'à des employés des organismes de réglementation des gouvernements provincial et fédéral. Ces séances d'information ont fait l'objet de commentaires élogieux.

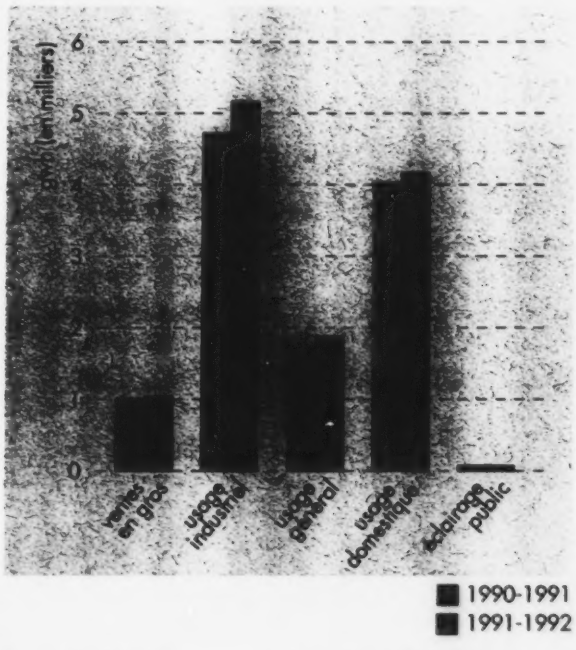
Nous contribuons à faire du Nouveau-Brunswick «la province pittoresque»

Énergie NB a coordonné un projet intergouvernemental lancé en juin 1991 afin d'embellir le Nouveau-Brunswick. Nous avons ainsi embauché plus de 6 000 personnes au cours de l'été et de l'automne pour exécuter diverses tâches, dont le débroussaillage des routes provinciales, la plantation d'arbres, l'aménagement de sentiers de la nature et le nettoyage des réservoirs.

Les produits obtenus durant l'exercice 1991-1992 se sont élevés à 923,9 M$, soit une hausse de 15,4 M$ ou de 1,7 % par rapport à l'exercice précédent.

Les produits provenant des abonnés provinciaux ont progressé de 38,8 M$, ce qui représente une augmentation de 6,1 %. Alors que l'accroissement global des ventes d'électricité se chiffrait à 6,2 %, les ventes au secteur industriel ont été supérieures de 10,1 % à celles de l'exercice précédent. Rappelons que la consommation de ce secteur avait diminué en 1990-1991 en raison des conflits de travail et de la rénovation des usines. En dépit de l'augmentation de 10,1 % des ventes d'électricité au secteur industriel, les usines de pâtes et papiers, qui comptent pour environ 30 % des ventes à l'intérieur de la province, continuent à souffrir de la forte concurrence sur le marché. Les ventes d'électricité aux abonnés des usages domestique et général et les ventes en gros se sont accrues de 3,3 %, 4,8 % et 3,1 % respectivement. Ces augmentations sont en partie attribuables aux températures plus froides que la normale qui ont sévi pendant l'hiver de 1991-1992, tandis que celles de 1990-1991 étaient supérieures à la normale.

Ventes d'électricité à l'intérieur de la province par secteur



Les produits tirés des exportations ont décru de 22,7 M$, ou de 9,2 %, par rapport à l'exercice précédent. En particulier, les produits provenant des contrats de participation à la production de Point Lepreau ont décliné de 29,4 M$, à la suite de l'expiration du contrat de 100 MW conclu avec la Boston Edison et du contrat de 25 MW passé avec la Commonwealth Electric. Les contrats conclus avec ces deux entreprises du Massachusetts expiraient le 31 octobre 1991. Un nouveau contrat prévoyant la vente de 20 MW à la Maritime Electric de l'Île-du-Prince-Édouard est entré en vigueur pendant l'exercice. La portion des frais de financement payée par les participants a également diminué en raison de taux de change favorables.

La centrale de Millbank, qui consiste en quatre turbines à combustion de 100 MW chacune, a été mise en service comme prévu le 1er novembre 1991. Cette centrale a été construite en vue de fournir de la puissance et de l'énergie à Hydro-Québec en vertu d'un contrat à long terme entrant en vigueur à cette date. Ces ventes ont rapporté 17,1 M$ en 1991-1992.

Les exportations d'énergie ont affiché une hausse de 1,6 % pour atteindre 5 901 GWh en 1991-1992. Malgré le niveau généralement bas des prix lié au prix modéré du mazout, le bénéfice tiré des ventes d'opportunité a atteint 51,7 M$ comparativement à 38,3 M$ en 1990-1991. Le fléchissement des ventes à la Nouvelle-Angleterre a été compensé par l'augmentation des ventes au Québec.

Ventes d'électricité à l'extérieur de la province

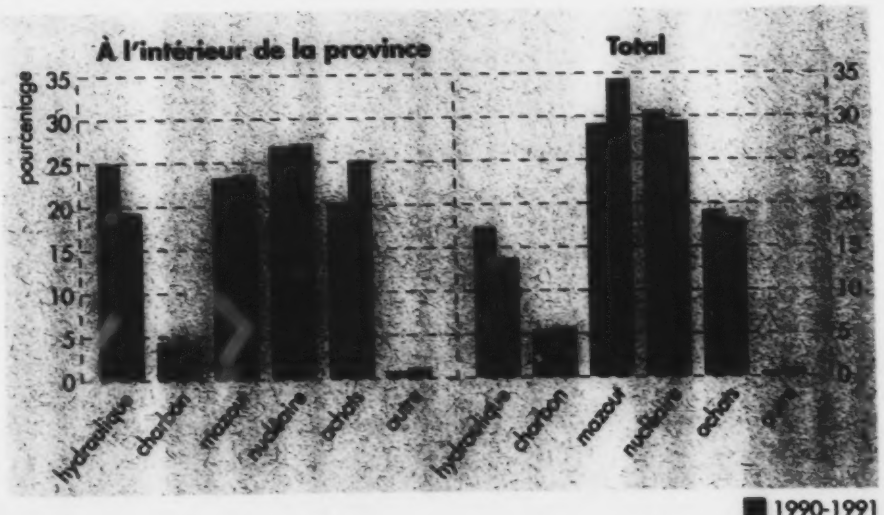
Le bénéfice provenant des ventes aux entreprises voisines a dépassé de 19,5 M$ nos prévisions. Déduction faite de l'amortissement prévue des gains supérieurs aux prévisions des années précédentes, le solde, soit 12,9 M$, a été viré au compte de stabilisation des ventes à l'exportation.

Le coût total du combustible et des achats d'électricité a diminué de 12,8 M$, soit de 4,2 %, pour s'établir à 292,3 M$. Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la répartition des diverses sources d'énergie et des achats d'électricité.

La production hydraulique a connu un certain ralentissement, bien que les débits d'eau se soient maintenus au-dessus de la moyenne. On a donc viré un montant de 2,0 M$ au compte de stabilisation de la production. De même, malgré un léger fléchissement de la production nucléaire, le facteur de puissance de 97 % dépassait toujours le facteur moyen prévu à long terme, qui est de 85 %. On a donc viré 8,3 M$ au compte de stabilisation de la production.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont grimpé de 3,7 M$, soit de 1,4 %, pour atteindre 270,1 M$. Les coûts de l'exercice 1991-1992 comprennent 10,6 M$, soit la valeur estimée actuelle du coût des améliorations apportées aux prestations de pensions offertes par Énergie NB et par sa filiale N.B. Coal en vue d'effectuer des réductions de personnel. Les efforts visant à la compression des dépenses se poursuivent.

Production et Achats



Les frais d'amortissement, qui comprennent le déclassement de la tranche nucléaire et l'enlèvement des canaux de combustible, se sont accrus de 7,2 M$, ou de 6,7 %, pour atteindre 113,5 M$. Les cinq nouvelles turbines à combustion à Millbank et à Ste-Rose, qui ont été mises en service en novembre 1991, comptent pour 3,5 millions de cette augmentation. L'amortissement relatif à Point Lepreau, qui comporte une augmentation annuelle de 3 %, s'est accru de 2,9 M$. L'imputation relative à l'enlèvement des canaux de combustible a été ramenée à 3,2 M$ pour se conformer au niveau approuvé par la Commission des entreprises de service public à des fins de tarification.

Une diminution des coûts du change a été la cause principale de la baisse de 11,9 M$, ou de 5,6 %, des frais de financement qui se sont chiffrés à 199,7 M$. Pour la plus grande partie de l'exercice 1991-1992, la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain et au franc suisse a été supérieure à celle qui a prévalu en 1990-1991. L'augmentation des frais d'intérêt est principalement attribuable au programme de construction, mais ces frais sont capitalisés jusqu'à la date de mise en service des installations prévues.

Le bénéfice net est passé de 8,4 M$ durant l'exercice 1990-1991 à 25,1 millions cette année. Tous les bénéfices ont été réinvestis dans l'entreprise.

La couverture de l'intérêt, d'après la formule utilisée par Énergie NB, s'établissait à 1,10 en 1991-1992. Le plafond visé par l'entreprise est de 1,25x, mais elle vise souvent un niveau inférieur de couverture quand la situation économique ou les exigences associées à une augmentation de tarif l'exigent.

La valeur nette des biens, des installations et de l'équipement a augmenté de 480,7 M$ durant l'exercice. Quatre turbines à combustion de 100 MW ont été mises en service à Millbank le 1er novembre 1991, et une autre tranche semblable à Ste-Rose le 15 novembre 1991. Ensemble, ces cinq tranches représentent un accroissement de 80,1 M$ de la valeur nette de l'actif pendant l'exercice. Le montant cumulé des dépenses engagées pour la centrale au charbon de 450 MW de Belledune s'élevait à 565 M$ à la fin de l'exercice, par rapport à 220 M$ à la fin de mars 1991. Les travaux en cours au 31 mars 1992 comprenaient le projet d'équipement de transport du nord-est dans lequel l'entreprise a investi 23,6 M$ pendant l'exercice, comparativement à 7,6 M$ en 1990-1991 et le projet de conversion de la centrale de Dalhousie à l'Orimulsion[md] qui a jusqu'ici coûté 15,9 M$, cette somme ayant été entièrement dépensée au cours du présent exercice.

L'actif à court terme est passé de 225 M$ à 316 M$ durant l'exercice. Les liquidités et les placements à court terme se sont accrus de 56 M$. Les comptes débiteurs ont progressé de 33 M$, 16 millions de cette hausse comprenant les premiers versements aux termes du contrat de vente de puissance et d'énergie des quatre turbines à combustion de Millbank à Hydro-Québec. La hausse des comptes débiteurs correspond également à une augmentation des frais de paiements en retard causée par la situation économique. Plus particulièrement, 14 M$ de cette hausse sont attribuables à deux gros abonnés industriels du secteur des pâtes et papiers. À l'heure actuelle, ces entreprises continuent à être alimentées en électricité à condition de payer leurs factures à l'avance chaque semaine.

Les charges reportées se chiffraient à la fin de l'exercice à 158 M$, par rapport à 144 M$ un an auparavant. Les différences de change non amorties représentaient la plus grande partie de l'augmentation, à cause de la faiblesse du dollar canadien par rapport au dollar américain. Le 31 mars 1992, il en coûtait 1,1899 dollar canadien pour acheter un dollar américain, alors que le taux de change était de 1,1587 dollar l'année précédente.

La valeur nette de la dette à long terme s'est accrue durant l'exercice à la suite d'emprunts effectués pendant cette période. La Société a emprunté les sommes suivantes: 25,0 M$, en débentures à 10,50 % venant à échéance en 2001; 75,0 M$, en débentures à 9,75 % venant à échéance en 2001; 50,0 M$, en débentures à 9,75 % venant à échéance en 2001; 100,0 M$, en débentures à 10,25 % venant à échéance en 1996; 150,0 M$, en débentures à 10,125 % venant à échéance en 2011; 100,0 M$, en débentures à 9,125 % venant à échéance en 2002; 100,0 M$, en débentures à 9,25 % venant à échéance en 2002. L'entreprise a profité de son option d'achat de 75,0 M$ US en débentures à 10,00 %, qu'elle a financé en émettant 24,0 M$ en débentures à 7,625 % et en retirant des fonds de la caisse d'amortissement.

Le taux moyen d'intérêt de la dette à long terme impayée au 31 mars 1992 s'élevait à 9,7 %. Ce taux est comparable au taux de 9,5 % calculé au 31 mars 1991. L'ensemble de la dette à long terme impayée à la fin de l'exercice était composé de 70 % de titres libellés en dollars canadiens, 26 % en dollars américains et 4 % en francs suisses. L'année précédente, la composition de la dette était de 59 % en dollars canadiens, 33 % en dollars US et 8 % en francs suisses.

Avec le temps, nous aimerions éliminer tout emprunt en devises étrangères autres que les dollars américains et limiter nos nouveaux emprunts sur le marché américain à un tiers au plus de nos besoins. Si nous empruntons des capitaux dans d'autres monnaies, nous prévoyons avoir recours à des conventions de crédits croisés pour transformer notre engagement en devises canadiennes ou américaines.

Le passif à court terme est passé de 452 M$ à 546 M$. Cette hausse est principalement attribuable à une augmentation de 102 M$ de la portion exigible de la dette à long terme. Les comptes créditeurs et les frais courus ont connu une croissance de 26 M$ occasionnée en partie par le programme de gros travaux en cours. Les intérêts courus ont augmenté de 18 M$ en raison de l'augmentation des dettes associées à ces travaux.

Le passif reporté a affiché une hausse de 55 M$, ce qui l'a porté à 465 M$ à la fin de l'exercice. Comme nous l'avons mentionné ci-dessus, les comptes de normalisation de la production et de stabilisation des ventes à l'exportation se sont accrus de 10 M$ et de 13 M$ respectivement. Les comptes de gestion du combustible irradié, de déclassement de la tranche nucléaire et d'enlèvement des canaux de combustible ont connu une augmentation de 20 M$, correspondant aux montants payés par les abonnés pendant l'exercice, plus les intérêts. On a imputé une charge additionnelle de 12 M$ au poste des autres éléments de passif reporté pour comptabiliser le coût du programme de retraite anticipée et les montants payés par les abonnés pendant l'exercice, majorés des intérêts, en vue de provisionner la partie de la dette non capitalisée du régime de pension de la province du Nouveau-Brunswick qui revient à l'entreprise.

Les capitaux propres ont connu une hausse de 25 M$ et s'élevaient à la fin de l'exercice à 423 M$. D'après la formule utilisée par Énergie NB, ce montant correspond à un taux d'endettement de 87:13. On prévoit que la proportion de la dette grossira jusqu'à ce qu'elle atteigne entre 88 % et 89 % au cours des deux prochaines années en raison de la réalisation du programme d'immobilisations. Nous comptons que ce taux sera plus favorable par la suite.

RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers de La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick ont été dressés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus au Canada. Ces états financiers sont du ressort de la direction et ont reçu l'approbation des membres du conseil d'administration. De l'avis de la direction, les états financiers ont été dressés selon des méthodes appropriées conformément aux principes comptables décrits dans les notes complémentaires jointes à ces états. Les données financières présentées dans les autres parties du présent rapport annuel sont conformes à celles fournies dans les états financiers.

La direction se sert d'un système de contrôles internes pour s'assurer de la fiabilité et de l'exactitude des données financières et de la protection des biens de l'entreprise. Ces contrôles et les systèmes connexes font l'objet d'examens périodiques par les vérificateurs internes.

Les données financières ont été examinées par les vérificateurs externes, Deloitte & Touche. C'est à eux qu'il incombe d'exprimer une opinion professionnelle sur la fidélité des états financiers fournis par la direction. Le Rapport des vérificateurs précise leur opinion et la portée de leur examen.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Deloitte & Touche

Monsieur Frank McKenna
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1992 et les états consolidés des résultats, des bénéfices réinvestis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des informations probantes à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Société au 31 mars 1992, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus.

Deloitte & Touche

Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
Le 15 mai 1992

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS
de l'exercice terminé le 31 mars 1992 (en milliers de dollars)

	1992	1991
PRODUITS		
Ventes d'électricité		
À l'intérieur de la province	677 699 $	638 982 $
À l'extérieur de la province (note 11)	225 229	247 974
Autres	20 957	21 649
	923 885 $	908 505 $
CHARGES		
Achats d'électricité	123 025	113 791
Combustibles	169 247	191 315
Frais d'exploitation,d'entretien et d'administration	270 057	266 345
Amortissement (note 12)	113 478	106 332
	675 807	677 783
Bénéfice avant frais de financement	248 078	230 722
Frais de financement (note 13)	199 733	211 585
Bénéfice avant les postes suivants	48 345	19 137
Redressement pour la normalisation de la production	(10 321)	(39 149)
Virement du (au) compte de stabilisation des ventes à l'exportation (note 8)	(12 945)	28 488
	(23 266)	(10 661)
	25 079	8 476
Fonds commercial radié	-	105
Bénéfice net de l'exercice	25 079 $	8 371 $

B I L A N C O N S O L I D É

au 31 mars 1992 (en milliers de dollars)

	1992	1991
BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL (note 3)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement cumulé, et la construction en cours	**3 301 947 $**	2 821 270 $
ACTIF À COURT TERME		
Liquidités et placements à court terme	**57 393**	1 678
Comptes débiteurs	**160 026**	127 425
Matériel, fournitures et combustibles	**93 997**	91 640
Charges payées d'avance	**4 773**	4 413
	316 189	225 156
CHARGES REPORTÉES		
Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis (note 4)	**25 789**	8 960
Déclassement de la tranche nucléaire	**102 800**	107 695
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	**27 532**	23 401
Économie d'énergie et gestion de l'énergie	**986**	484
Autres charges reportées	**1 238**	3 661
	158 345	144 201
	3 776 481 $	3 190 627 $

Au nom de La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

L'hon. J. Raymond Frenette, *président du conseil*

Gary D. Long, *président, comité de vérification*

B I L A N C O N S O L I D É
au 31 mars 1992 (en milliers de dollars)

	1992	1991
DETTE À LONG TERME (note 5)		
Garantie par la province du Nouveau-Brunswick	1 188 260 $	1 301 710 $
Débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick	1 322 242	693 293
Autre dette à long terme - non garantie	27 094	28 974
	2 537 596	2 023 977
Moins paiements exigibles d'ici un an	195 139	93 144
	2 342 457	1 930 833
PASSIF À COURT TERME		
Dette à court terme (note 6)	82 491	138 422
Comptes créditeurs et frais courus	125 081	99 398
Intérêts courus	116 312	98 789
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	195 139	93 144
Retenues sur les contrats en cours	26 728	21 887
	545 751	451 640
PASSIF REPORTÉ		
Compte de normalisation de la production (note 7)	157 502	147 181
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation (note 8)	20 827	7 882
Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible (note 9)	259 744	239 992
Autres éléments de passif reporté (note 10)	27 091	15 069
	465 164	410 124
CAPITAUX PROPRES		
Réserve pour la normalisation de la production	-	176 000
Bénéfices réinvestis dans l'entreprise	423 109	222 030
	423 109	398 030
	3 776 481 $	3 190 627 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DES BÉNÉFICES RÉINVESTIS DANS L'ENTREPRISE

de l'exercice terminé le 31 mars 1992 (en milliers de dollars)

	1992	1991
Solde au début de l'exercice	**222 030 $**	213 659 $
Virement de la réserve pour la normalisation de la production (note 7)	**176 000**	-
	398 030	213 659
Bénéfice net de l'exercice	**25 079**	8 371
Solde à la fin de l'exercice	**423 109 $**	222 030 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DE L'ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE

de l'exercice terminé le 31 mars 1992 (en milliers de dollars)

	1992	1991
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux activités suivantes :		
EXPLOITATION		
Bénéfice net de l'exercice	25 079 $	8 371 $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sortie de fonds au cours de l'exercice	122 301	136 821
	147 380	145 192
FINANCEMENT		
Remboursement de la dette et paiements au fonds d'amortissement	(98 979)	(189 071)
Prise en charge de la participation minoritaire dans le passif net de la filiale	-	96
Titres de créance à long terme émis	591 485	349 065
	492 506	160 090
INVESTISSEMENT		
Dépenses en immobilisations	(544 238)	(463 568)
Dépenses liées à la gestion du combustible irradié	(2 267)	(8 021)
Augmentation des charges reportées	(847)	(962)
Acquisition du fonds commercial	-	(105)
Montants financés par les contributions des abonnés et le produit de l'aliénation d'immobilisations	6 383	22 150
	(540 969)	(450 506)
Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	12 729	29 516
Rentrée (sortie) nette de fonds	111 646	(115 708)
Situation de trésorerie au début de l'exercice	(136 744)	(21 036)
Situation de trésorerie à la fin de l'exercice	(25 098)$	(136 744)$
Représentée par :		
Encaisse et placements à court terme	57 393 $	1 678 $
Dette à court terme	(82 491)	(138 422)
	(25 098)$	(136 744)$

NOTES COMPLÉMENTAIRES

de l'exercice terminé le 31 mars 1992 (Seuls les chiffres des tableaux sont en milliers de dollars)

1. LA SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

La raison sociale de la Société, auparavant La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, a été changée le 1er juin 1991.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus au Canada et tiennent compte du processus d'établissement des tarifs. Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, N.B. Coal Limited.

a) Réglementation

Depuis le 1er janvier 1990, la Société est assujettie à la réglementation de la Commission des entreprises de service public de la province du Nouveau-Brunswick. La Société doit faire approuver par la Commission des entreprises de service public les frais, les tarifs et les droits qu'elle exige pour ses services.

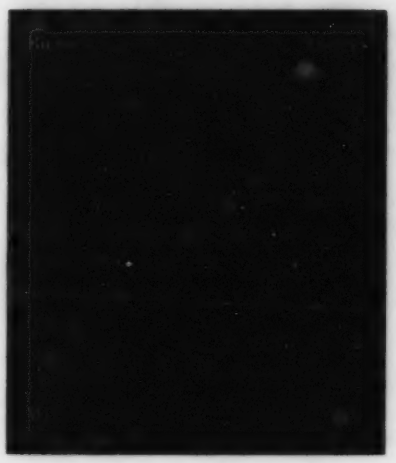
b) Biens-fonds, installations et matériel

Le prix coûtant des ajouts aux biens-fonds, installations et matériel comprend le coût d'origine des services de sous-contrats, de la main-d'oeuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

Les intérêts durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que les subventions pour la recherche et le développement pour les nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Société calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, le cas échéant, sur leur durée d'utilisation prévue. La centrale nucléaire est amortie suivant une méthode d'indexation des coûts qui tient compte d'une augmentation annuelle de 3 %. L'amortissement du matériel minier détenu en vertu d'un contrat de location-acquisition est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant égal au remboursement en capital requis en vertu de l'obligation découlant du contrat, de sorte que l'amortissement annuel et les intérêts imputés aux résultats représentent des montants équivalant aux versements annuels effectués sur la durée du contrat de location. Tous les autres biens sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des biens-fonds, installations et matériel qui ont fait l'objet de subventions. La durée d'utilisation des principales catégories d'immobilisations est révisée périodiquement et s'établit actuellement comme suit :



Chaque catégorie d'actif comprend des composantes dont les durées d'utilisation sont inférieures à la durée d'utilisation de l'installation de production correspondante.

La Société n'a constitué jusqu'à maintenant aucune provision dans ses comptes pour les coûts qui seront engagés pour le déclassement de ses centrales thermiques, mais elle a entrepris une étude pour déterminer l'ampleur de ces coûts à venir.

c) Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures sont évalués au coût moyen. Les stocks de mazout et de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif. Les stocks de charbon sont évalués au coût moyen, qui englobe le coût de la main-d'oeuvre directe et les frais généraux.

2. CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

d) Escomptes, primes et frais d'émission de débentures et de billets

La Société amortit les escomptes et les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

e) Autres charges reportées

Les coûts engagés dans le but de créer un avantage pour une période ultérieure sont reportés et indiqués dans le bilan, déduction faite des montants amortis, au poste Charges reportées. Les principales catégories de coûts sont indiquées ci-dessous :

◆ coûts engagés pour les mesures d'économie d'énergie et de gestion de l'énergie;

◆ autres charges reportées, notamment :

- frais d'arpentage et d'ingénierie relatifs aux projets de construction à l'étude;
- frais de mise en marche et frais nets de mise en valeur reliés à l'exploitation minière;
- certains coûts de formation liés à l'aménagement de nouvelles installations;
- frais d'études géologiques importantes entreprises pour découvrir l'emplacement des gisements de charbon et en déterminer la qualité.

Les frais découlant des mesures d'économie d'énergie et de gestion de l'énergie sont amortis sur les produits futurs sur les périodes qui devraient bénéficier des programmes mis en application. Les frais liés aux nouveaux projets de construction continuent d'être reportés jusqu'à ce qu'un projet de construction soit autorisé ou rejeté par la Société. Ils sont ensuite amortis sur les produits futurs, soit par une dotation annuelle à l'amortissement à la suite de la capitalisation de certains éléments, soit directement, sur une période appropriée n'excédant pas cinq ans. Toutes les autres charges reportées sont amorties sur les produits futurs sur une période appropriée n'excédant pas cinq ans.

f) Opérations de change

Les éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars CA aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par le biais de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion d'éléments à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux et qui sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change non matérialisées qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

g) Produits

Les abonnés du service résidentiel et du service général sont facturés mensuellement selon un système de facturation cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

h) Charges ou produits reportés

La Société fixe annuellement ses tarifs afin de récupérer ses charges d'exploitation et un taux de rendement de son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs reliés aux conditions hydrauliques, au rendement de la centrale nucléaire et aux ventes à l'exportation, sur lesquels la Société n'a virtuellement aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits qui sont différents de ceux dont on a tenu compte à l'origine pour calculer les revenus nécessaires. La Société comptabilise ces écarts imprévisibles par le biais d'un redressement pour la normalisation de la production et d'un compte de stabilisation des ventes à l'exportation.

2. CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Redressement pour la normalisation de la production

Dans le but de normaliser les coûts de production variant dans la mesure où les conditions hydrauliques et le rendement de la tranche nucléaire s'écartent de la moyenne, la Société débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé au compte de normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis 35 ans ainsi que sur le rendement de la tranche nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des tranches comparables et de l'expérience du dossier d'exploitation de la tranche nucléaire.

Compte de stabilisation des ventes à l'exportation

Chaque année, la Société débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes à l'exportation, autres que celles effectuées aux termes de contrats de participation ou de propriété, aux entreprises d'électricité avoisinantes. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes à l'exportation. Les montants ainsi reportés pour les exercices terminés le 31 mars 1990 ou auparavant sont compris dans le calcul des produits éventuels nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et ils sont amortis de cette façon dans l'état des résultats. Les montants reportés pour les exercices débutant le 31 mars 1991 ou après cette date sont amortis sur deux ans.

i) Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relativement à l'évacuation définitive du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la tranche nucléaire pour que l'emplacement ne soit, par conséquent, plus assujetti à un usage restreint, la Société porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures au fur et à mesure qu'ils seront engagés. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanentes et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire consommé, tandis que le coût du déclassement de la tranche nucléaire est établi d'après des charges annuelles égales réparties sur la durée d'utilisation de la tranche.

La Société prévoit également une charge annuelle, portée au poste des résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront de l'enlèvement des canaux de combustible à la centrale nucléaire aux fins de remplacement. Les coûts prévus ont été calculés en se fondant sur une expérience semblable menée par une autre entreprise canadienne d'électricité et sur l'hypothèse que le remplacement des canaux de combustible deviendra indispensable en 1998.

Les coûts engagés de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible irradié, du déclassement de la tranche nucléaire et de l'enlèvement des canaux de combustible sont imputés directement au compte du passif reporté.

La Société inscrit ces opérations dans des comptes de charges et de passif reportés. Le montant total qui doit être perçu pendant la durée d'utilisation de la tranche à l'égard du déclassement a été comptabilisé à partir de la date d'entrée en service de la tranche nucléaire. Le montant perçu auprès des clients pour le déclassement est déduit chaque année du compte de charges reportées. Quant aux charges liées à l'enlèvement des canaux de combustible et à l'évacuation du combustible irradié consommé pendant l'année, perçues auprès des

2. CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

clients, et aux intérêts composés annuellement sur les sommes perçues auprès des clients et cumulées, ils sont ajoutés chaque année au compte de passif reporté. Les intérêts sont calculés d'après le taux d'emprunt à long terme accordé à la Société et ils sont imputés chaque année aux résultats. Les deux comptes sont redressés périodiquement afin de refléter les changements des montants devant être perçus auprès des clients, à la suite de révisions de l'estimation du déclassement. Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement des centrales nucléaires, d'enlèvement des canaux de combustible et de gestion du combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective.

j) Régimes de retraite

Les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. La Société et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipule la Loi sur la pension de retraite dans les services publics. Au cours de l'exercice, des cotisations au régime totalisant 7 597 000 $ (7 009 000 $ en 1991) ont été imputées aux résultats.

Au 31 mars 1992, la quote-part de la Société à l'égard de l'obligation non capitalisée découlant du régime de retraite de la province s'élevait à 139 310 000 $ (129 000 000 $ en 1991). Selon cette estimation, la Société impute chaque année à ses bénéfices des montants qui permettront, selon ses calculs, de capitaliser l'obligation estimative, compte tenu d'un taux d'intérêt précisé par la province et d'une période d'amortissement de 25 ans. Au 31 mars 1992, une somme de 20 184 000 $ a été réunie et elle sera versée à la province du Nouveau-Brunswick pour couvrir la quote-part de la Société dans l'obligation non capitalisée.

N.B. Coal maintient un régime de retraite à prestations déterminées contributif pour ses employés. Les coûts du régime de retraite sont déterminés annuellement, par méthode d'évaluation actuarielle, en utilisant la méthode prospective au prorata des années de service ainsi que les meilleures estimations de la direction. Les redressements résultant des modifications apportées aux régimes, des gains et pertes actuariels, des modifications apportées aux hypothèses actuarielles et de l'écart entre la valeur actuarielle actuelle des engagements acquis au titre du régime de retraite et la valeur axée sur la valeur marchande de l'actif du régime de retraite sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des groupes de salariés concernés. La valeur marchande de l'actif du régime de retraite est la valeur marchande estimative au 31 mars 1992. La valeur actuarielle actuelle des prestations de retraite acquises a été entièrement capitalisée au 31 mars 1992.

3. BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL

	1992	1991
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant		
Centrales électriques	2 638 611 $	2 367 349 $
Réseau de transport	194 931	185 016
Sous-stations	301 451	262 711
Réseau de distribution	487 081	453 331
Autres propriétés	46 974	44 819
Matériel de communication	10 797	10 523
Matériel minier et éléments d'actif correspondants *	72 559	56 568
Véhicules et matériel divers	69 119	64 823
	3 821 523	3 445 140
Moins : Contributions aux frais de construction	20 666	19 761
Subventions pour la recherche et le développement	72 000	72 000
	92 666	91 761
	3 728 857	3 353 379
Moins l'amortissement cumulé	1 083 282	984 982
	2 645 575	2 368 397
Construction en cours	656 372	452 873
	3 301 947 $	2 821 270 $

* Comprend 35 312 000 $ (35 672 000 $ en 1991), montant brut des immobilisations en vertu de contrats de location-acquisition.

L'amortissement cumulé comprend 15 801 000 $ (13 521 000 $ en 1991) à l'égard de ces immobilisations.

4. DIFFÉRENCES DE CHANGE NON MATÉRIALISÉES, MOINS LES MONTANTS AMORTIS

	1992	1991
Différence de change à la date du bilan		
Relative aux débentures et aux billets émis par la Société		
Remboursables en francs suisses	36 331 $	68 483 $
Remboursables en dollars US	54 917	57 721
Relative à d'autres débentures émises		
Remboursables en dollars US	5 383	(7 456)
Différence de change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick	3 588	9 833
	100 219	128 581
Moins l'amortissement cumulé	74 430	119 621
	25 789 $	8 960 $

5. DETTE À LONG TERME

Dette garantie par la province du Nouveau-Brunswick

Débentures et billets émis par la Société

Échéance	Canadiens	Suisses	Américains	1992	1991
Exercices se terminant le :					
31 mars 1992	- $	- $	- $	- $	113 708 $
31 mars 1993	100 000	99 062	45 008	244 070	243 340
31 mars 1994	6 000	-	21 210	27 210	26 654
31 mars 1995	13 790	-	74 755	88 545	86 585
31 mars 1996	60 300	-	9 311	69 611	69 367
31 mars 1997	26 100	-	16 748	42 848	-
1 an à 5 ans	206 190	99 062	167 032	472 284	539 654
6 ans à 10 ans	162 884	-	138 802	301 686	124 585
11 ans à 30 ans	425 000	-	148 738	573 738	872 610
Débentures et billets	794 074 $	99 062 $*	454 572 $**	1 347 708	1 536 849
Fonds d'amortissement				525 498	583 581
				822 210	953 268

* 125 000 000 FS

** 382 025 000 $ US

Le taux d'intérêt moyen pondéré des débentures et des billets en circulation au 31 mars 1992 est de 9,5 % (9,2 % en 1991)

L'Énergie atomique du Canada Limitée - Billet à 9,7064 % l'an, remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2008	307 919	315 032
Commission d'énergie du Nord canadien - Emprunts remboursables en versements annuels comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 4 1/2 % et 8 1/2 % l'an jusqu'en 2011	30 971	33 410
Mitsui & Co. (Canada) Ltd. - Billets à 10,75 % l'an, remboursables en dix versements semestriels égaux de capital à compter du 1er septembre 1994	27 160	-
Total de la dette garantie par la province du Nouveau-Brunswick	1 188 260 $	1 301 710 $

5. DETTE À LONG TERME (suite)

Débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick

Échéance	Canadiennes	Américaines	1992	1991
Exercice se terminant le :				
31 mars 1996	50 000 $	48 786 $	98 786 $	97 506 $
31 mars 1997	100 000	-	100 000	-
1 an à 5 ans	150 000	48 786	198 786	97 506
6 ans à 10 ans	575 000	28 558	603 558	225 000
11 ans à 30 ans	250 000	285 576	535 576	378 088
Débentures en circulation	975 000 $	362 920 $*	1 337 920	700 594
Fonds d'amortissement			15 678	7 301
			1 322 242 $	693 293 $

* 305 000 000 $ US

Le taux d'intérêt moyen pondéré des débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1992 est de 9,9 % (10,1 % en 1991)

Autre dette à long terme — non garantie		
Gouvernement du Canada — remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant entre 9 1/4 % et 9 5/8 % l'an, jusqu'en 2011	5 669 $	5 777 $
Obligations en vertu de contrats de location-acquisition		
Location d'une grue à benne traînante pour N.B. Coal, remboursable ainsi que les intérêts à 9,79 % l'an, en versements semestriels égaux jusqu'en 1999, assujettie à une renégociation du taux au 31 décembre 1994	20 441	21 929
Autres	984	1 268
	21 425	23 197
Total de l'autre dette à long terme — non garantie	27 094 $	28 974 $

5. DETTE À LONG TERME (suite)

Remboursement de la dette à long terme

Les versements de la dette à long terme (déduction faite des fonds d'amortissement qui, d'après les prévisions, seront disponibles à l'échéance, y compris les revenus réels au 31 mars 1992 et les revenus futurs calculés aux taux d'intérêt prévus) et les obligations relatives au fonds d'amortissement, ainsi que les paiements minimaux en vertu de contrats de location, à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1992, sont les suivants pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1997 et tiennent compte des taux de change en vigueur au 31 mars 1992 dans le cas d'une dette libellée en monnaie étrangère :

	Versements de la dette et obligations relatives au fonds	Paiements minimaux en vertu de contrats
Exercice se terminant le 31 mars 1993	195 291 $	3 998 $
Exercice se terminant le 31 mars 1994	31 179	3 868
Exercice se terminant le 31 mars 1995	93 069	3 739
Exercice se terminant le 31 mars 1996	84 464	3 458
Exercice se terminant le 31 mars 1997	135 750	3 458
Exercices se terminant les 31 mars 1998 à 2000		13 601
Total des paiements minimaux en vertu de contrats de location		32 122
Moins la somme représentant les intérêts théoriques		10 697
		21 425 $

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Société, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société. Les débentures de la Société retenues dans le fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

6. DETTE À COURT TERME

Les emprunts bancaires à court terme sont remboursables sur demande et figurent au bilan, de même que les chèques impayés, sous la rubrique Dette à court terme. La Société dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 120 000 000 $. En outre, la Société emprunte, à l'occasion et à des fins temporaires, des fonds de sources différentes, y compris de la province du Nouveau-Brunswick.

N.B. Coal a des marges de crédit bancaire qui sont garanties par une cession générale des créances, une cession des stocks en vertu de l'article 178 de la Loi sur les banques ainsi que par une hypothèque mobilière sur certains éléments d'actif.

Le total des emprunts à court terme s'établissait à 67 737 000 $ au 31 mars 1992 (128 299 000 $ en 1991).

7. COMPTE DE NORMALISATION DE LA PRODUCTION	1992	1991
Solde au début de l'exercice	147 181 $	108 032 $
Redressement pour la normalisation de la production	10 321	39 149
Solde à la fin de l'exercice	157 502 $	147 181 $

Outre le redressement annuel des coûts de production décrit à la note 2h), la Société a constitué, au cours des exercices antérieurs, une réserve pour la normalisation de la production par des virements à même les bénéfices réinvestis dans l'entreprise. Cette réserve avait pour objet d'indiquer le niveau minimum de capitaux propres qui devrait être maintenu pour parer à des conditions hydrauliques désavantageuses ou au rendement défavorable de la centrale nucléaire qui persisteraient pendant une période prolongée.

Dans la décision qu'elle a rendue en mai 1991 au sujet des critères financiers et des conventions et pratiques comptables de la Société, la Commission des entreprises de services publics a approuvé le maintien du compte de normalisation de la production pour l'établissement de tarifs. Les coûts qui pourraient être engagés pour de l'énergie de remplacement en raison de conditions hydrauliques désavantageuses et d'un rendement défavorable de la centrale nucléaire seront donc comptabilisés au moyen d'un compte de redressement pour la normalisation de la production. En date du 31 mars 1992, la réserve pour la normalisation de la production, qui s'élevait à 176 000 000 $, a donc été réaffectée aux bénéfices réinvestis dans l'entreprise.

8. COMPTE DE STABILISATION DES VENTES À L'EXPORTATION	1992	1991
Solde au début de l'exercice	7 882 $	36 370 $
Excédent des bénéfices réels sur les bénéfices prévus (des bénéfices prévus sur les bénéfices réels) découlant des ventes à l'exportation de l'exercice	19 549	(12 603)
Montant amorti	(6 604)	(15 885)
	12 945	(28 488)
Solde à la fin de l'exercice	20 827 $	7 882 $

Conformément à une décision annoncée par la Commission des entreprises de service public, la période d'amortissement servant au report du bénéfice excédentaire est passée de trois à deux ans au cours de l'exercice. Si cette période n'avait pas été changée, le montant amorti de l'exercice aurait été de 8 704 000 $ pour l'exercice terminé le 31 mars 1992, ce qui aurait entraîné une augmentation de 2 100 000 $ du bénéfice net de l'exercice.

9. GESTION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ, DÉCLASSEMENT DE LA TRANCHE NUCLÉAIRE ET ENLÈVEMENT DES CANAUX DE COMBUSTIBLE

	1992	1991
Solde au début de l'exercice	239 992 $	226 251 $
Montants perçus auprès des clients pour couvrir les frais suivants :		
- enlèvement des canaux de combustible	2 080	5 300
- évacuation du combustible nucléaire consommé au cours de l'exercice	3 135	2 600
- Intérêts	16 804	13 862
	262 011	248 013
Moins les frais engagés pour l'entreposage provisoire du combustible irradié	(2 267)	(8 021)
Compte de passif reporté pour la gestion du combustible irradié, le déclassement de la tranche nucléaire et l'enlèvement des canaux de combustible	259 744	239 992
Moins le compte de charges reportées pour le déclassement de la tranche nucléaire	102 800	107 695
Montant net, perçu auprès des abonnés	156 944 $	132 297 $

Les charges et les intérêts liés à la gestion du combustible irradié, au déclassement de la tranche nucléaire et à l'enlèvement des canaux de combustible sont inclus dans le calcul des exigences en matière de produits chaque année et imputés aux abonnés de la province et aux clients interconnectés par le biais des ventes d'électricité. Le montant net perçu, déduction faite des coûts engagés jusqu'à ce jour pour ces activités, correspond à la différence entre le compte de passif et le compte de charges reportées pour le déclassement de la tranche nucléaire. Ce montant sert actuellement de source de fonds à la Société.

Dans la décision qu'elle a rendue en mai 1991 sur les critères financiers et les conventions et principes comptables de la Société, la Commission des entreprises de service public a ordonné que, pour l'établissement des tarifs, une somme supplémentaire de 16 000 000 $ soit retranchée des bénéfices réinvestis dans l'entreprise pour couvrir les frais d'enlèvement des canaux de combustible et que les frais à venir soient calculés en conséquence. Ce redressement a fait passer les frais de l'exercice terminé le 31 mars 1992 de 5 300 000 $ à 2 080 000 $, tout en augmentant les intérêts imputés aux résultats et en accroissant le compte des charges reportées de 1 614 000 $.

La Société désapprouve l'établissement rétroactif des tarifs et elle demandera à la Commission des entreprises de service public de revoir sa décision au cours d'une audience imminente. La Société a par conséquent imputé les frais révisés aux résultats, puisque ces frais avaient servi à la détermination des exigences en matière de produits pour l'exercice, mais, dans l'attente d'une décision finale à ce sujet, elle n'a pas apporté de redressement rétroactif aux bénéfices réinvestis dans l'entreprise.

10. AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF REPORTÉS

	1992	1991
Obligation non capitalisée découlant du régime de retraite	20 184 $	14 857 $
Programme de retraite anticipée	7 910	-
Coûts de remise en état de terrains de N.B. Coal	512	212
	28 606	15 069
Moins les montants échéant à moins d'un an	1 515	-
Solde à la fin de l'exercice	27 091 $	15 069 $

11. VENTES D'ÉLECTRICITÉ

Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 108 108 000 $ (171 520 000 $ en 1991) à des entreprises de services publics aux États-Unis. Le montant de ces ventes comprend des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus une marge de bénéfice net pour la Société.

12. AMORTISSEMENT	1992	1991
Amortissement	106 503 $	96 137 $
Charges pour le déclassement	4 895	4 895
Charges pour l'enlèvement des canaux de combustible	2 080	5 300
	113 478 $	106 332 $

13. FRAIS DE FINANCEMENT	1992	1991
Intérêts débiteurs	303 650 $	271 815 $
Moins le produit des fonds d'amortissement et des autres placements	63 875	67 648
	239 775	204 167
Frais de garantie du gouvernement provincial	13 778	12 000
Amortissement de l'escompte et des frais liés aux débentures	3 470	2 563
Amortissement du change non matérialisé	(3 317)	15 936
	253 706	234 666
Moins les intérêts capitalisés	53 973	23 081
	199 733 $	211 585 $

14. ENGAGEMENTS DE CAPITAL

La Société construit actuellement une tranche thermique de 450 mégawatts à Belledune. Le coût estimatif de cette tranche s'élève à 965 000 000 $. Les dépenses jusqu'au 31 mars 1992 se sont élevées à 565 506 000 $ (220 619 000 $ en 1991).

La Société installe un épurateur et elle convertit sa centrale de Dalhousie pour faciliter la combustion de l'Orimulsion[md]. Le coût estimatif de ce programme est de 338 000 000 $. Les dépenses au 31 mars 1992 se sont élevées à 15 864 000 $ (néant en 1991).

15. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS AU BILAN

Le 5 mai 1992, la Société a émis des débentures s'élevant à 100 000 000 $ US, remboursables le 1[er] mai 2022 à la province du Nouveau-Brunswick et portant intérêt au taux de 8 3/4 %.

Le 13 mai 1992, la Société s'est engagée à émettre le 16 juin 1992 des débentures s'élevant à 100 000 000 $, remboursables le 16 juin 1997 à la province du Nouveau-Brunswick et portant intérêt à 8 3/4 %.

Haute direction

Roland Lutes
Vice-président principal, Finances et Administration

G. Linwood Titus
Président et chef de la direction

Charles F. Baird
Vice-président principal, Ingénierie et Exploitation

Peter J. Dykeman, c.r.
Secrétaire corporatif

Conseil d'administration

(De gauche à droite): Bill Malenfant, Richard Duguay, Brenda Pirie Seheult, G. Linwood Titus, J. Raymond Frenette, *président*, Jeanne Comeau, George Lloyd, Nathan Rubin; *(ne figurent pas sur la photo):* Tim Isaac, Gary Long et Elaine Wright

Bilan de la production et des ventes (en millions de kilowattheures)

Production — Exercice	1991-1992	1990-1991	1989-1990	1988-1989	1987-1988
Hydraulique	2 719,8	3 333,7	2 432,9	2 302,2	2 113,1
Thermique	8 036,5	6 506,3	9 320,1	7 898,2	5 586,0
Nucléaire	5 793,1	5 857,5	5 498,1	5 747,0	5 453,4
Turbines à combustion	96,3	1,4	10,3	2,0	2,8
Achats	3 573,9	3 620,0	3 913,8	3 359,9	5 745,2
Production brute et achats	20 219,6	19 318,9	21 175,2	19 309,3	18 900,5
Consommation des centrales	941,8	882,7	1 008,0	947,1	838,0
Production nette et achats	19 277,8	18 436,2	20 167,2	18 362,2	18 062,5
Pertes — transformation et transport	614,3	646,5	666,2	651,6	632,7
Total de l'énergie pouvant être livrée	18 663,5	17 789,7	19 501,0	17 710,6	17 429,8
Ventes					
Ventes en gros	1 055,9	1 023,8	1 028,0	971,4	911,6
Usage industriel	5 196,0	4 719,8	5 180,8	5 069,4	4 960,8
Usage général	1 871,4	1 786,2	1 740,2	1 633,4	1 498,5
Usage domestique	4 187,8	4 053,9	3 965,5	3 734,1	3 361,0
Éclairage public	71,0	71,0	67,3	63,2	60,6
Total des ventes — province	12 382,1	11 654,7	11 981,8	11 471,5	10 792,6
Interconnexions	5 901,2	5 812,9	7 190,7	5 946,4	6 312,0
Total général des ventes	18 283,2	17 467,6	19 172,5	17 417,9	17 104,6
Auto-consommation	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4
Pertes — distribution	380,2	322,1	328,1	292,3	324,8
Total de l'énergie distribuée et vendue	18 663,5	17 789,7	19 501,0	17 710,6	17 429,8

Production provinciale (en millions de kilowattheures)

Exercice —	1991-1992	1990-1991	1989-1990	1988-1989	1987-1988
Hydraulique	2 698,4	3 332,3	2 423,3	2 301,9	2 113,1
Charbon	690,1	633,8	852,4	633,0	502,7
Mazout lourd	3 278,4	3 072,9	4 254,5	3 634,0	2 916,7
Orimulsion[md]	106,0				
Nucléaire	3 795,7	3 524,0	3 380,9	3 537,3	3 453,7
Autre combustible (Chatham)	10,5	49,4			
Turbines à combustion	71,7	0,4	3,1	0,6	10,8
Achats	3 553,0	2 753,9	2 930,1	3 112,6	3 514,6
Production brute et achats	14 203,8	13 366,7	13 844,3	13 219,4	12 501,6
Consommation des centrales	827,4	743,4	867,8	803,6	751,1
Production nette et achats	13 376,4	12 623,3	12 976,4	12 415,8	11 750,5
Pertes — transformation et transport	614,3	646,5	666,2	651,6	632,7
Total de l'énergie pouvant être livrée	12 762,1	11 976,8	12 310,2	11 764,2	11 117,8

Pointe et capacité de production (mégawatts)

Exercice —	1991-1992	1990-1991	1989-1990	1988-1989	1987-1988
Capacité de production nette du réseau	3 725	3 225	3 224	3 172	3 172
Achats de puissance garantie	105	155	105	55	5
Total des ressources disponibles	3 830	3 380	3 329	3 227	3 177
Pointe provinciale nette	2 728	2 566	2 562	2 303	2 336
Exportations garanties	540	265	355	520	360
Total de la demande garantie	3 268	2 831	2 917	2 823	2 696

Statistiques d'exploitation 31 mars —	1992	1991	1990	1989	1988
Lignes de transport (km)	6 451	6 329	6 277	6 255	6 259
Circuits de distribution (km)	25 539	25 097	24 601	24 555	24 155
Abonnés — usage domestique	253 621	249 639	245 449	239 598	234 572
Abonnés — usage industriel	1 592	1 561	1 558	1 695	1 637
Abonnés — usage général	21 909	21 789	21 233	20 425	19 806
Abonnés — éclairage public	3 294	3 141	3 002	2 741	2 556
Abonnés desservis directement	280 416	276 130	271 242	264 459	258 571
Abonnés desservis indirectement	40 019	39 941	39 494	39 081	38 773
Nombre total d'abonnés	320 435	316 071	310 736	303 540	297 344
Employés permanents	2 753	2 729	2 625	2 492	2 410
Employés temporaires	410	358	222	173	122

Résumé de l'état des résultats (en millions de dollars)

Exercice —	1991-1992	1990-1991	1989-1990	1988-1989	1987-1988
Ventes d'électricité					
À l'intérieur de la province	677,7	638,9	626,5	597,4	564,6
À l'extérieur de la province	225,2	248,0	311,6	240,9	285,1
Autres	21,0	21,6	19,4	18,0	17,3
Combustibles et achats d'électricité	292,3	305,1	368,1	274,3	306,8
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	270,1	266,3	244,7	221,1	199,3
Frais de financement nets	199,7	211,6	197,5	200,4	238,1
Amortissement et déclassement	113,5	106,3	104,8	98,1	84,3
Stabilisation des ventes à l'exportation	(12,9)	28,5	(13,1)	(12,5)	(10,5)
Normalisation de la production	(10,3)	(39,2)	(3,2)	(2,3)	8,0
Fonds commercial	0,0	(0,1)	0,1	0,0	0,0
Bénéfice net	25,1	8,4	26,2	47,6	36,0
Couverture de l'intérêt (1)	1,10x	1,04x	1,14x	1,25x	1,17x

Données tirées du bilan (en millions de dollars)

Actif — 31 mars	1992	1991	1990	1989	1988
Immobilisations nettes	3 302,0	2 821,3	2 456,1	2 388,9	2 362,6
Actif à court terme	316,2	225,1	216,8	235,8	309,7
Charges reportées	158,3	144,2	163,7	106,3	173,9
Total de l'actif	3 776,5	3 190,6	2 836,6	2 731,0	2 846,2
Passif					
Dette à long terme	2 342,5	1 930,8	1 731,0	1 813,4	1 793,8
Passif à court terme	545,8	451,6	334,3	277,1	496,9
Passif reporté	465,1	410,1	381,7	277,1	123,7
Capitaux propres	423,1	398,1	389,6	363,4	431,8
Total du passif et des capitaux propres	3 776,5	3 190,6	2 836,6	2 731,0	2 846,2
Ratio d'endettement(2)	86,62%	85,29%	83,73%	84,40%	86,18%

Notes:

(1) Couverture de l'intérêt = (bénéfice net + intérêts débiteurs - produit des fonds d'amortissement et des autres placements) / (intérêts débiteurs - produit des fonds d'amortissement et des autres placements)

(2) Ratio d'endettement = dette / dette + capitaux propres, où la dette = dette à long terme + passif à court terme + frais de gestion du combustible irradié, de déclassement de la tranche nucléaire et d'enlèvement des canaux de combustible - déclassement de la tranche nucléaire + obligation non capitalisée découlant du fonds de retraite (note 10)

Données financières

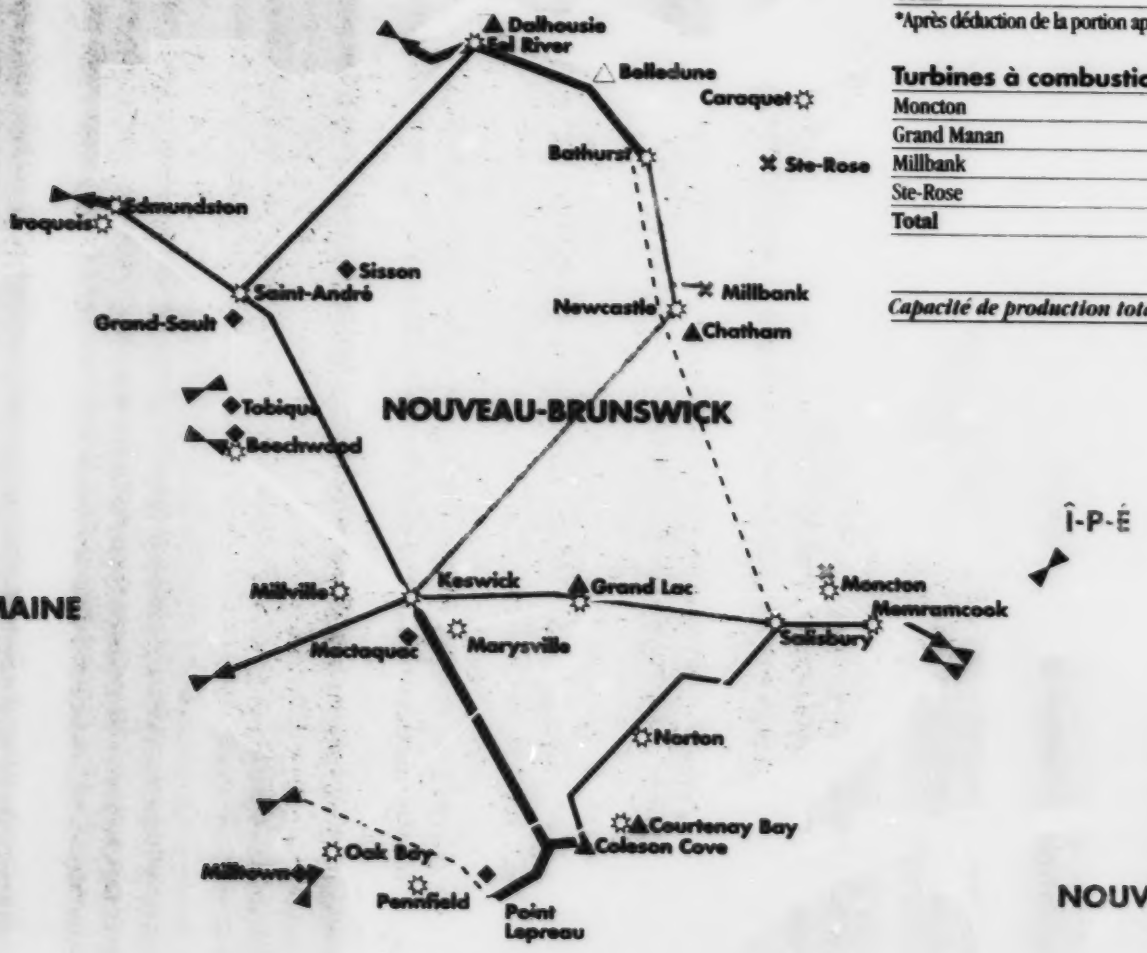
Exercice —	1991-1992	1990-1991	1989-1990	1988-1989	1987-1988
Frais d'énergie (en millions de dollars)					
Coût total de la production et des achats (brut)					
Hydraulique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	150,8	173,8	240,6	165,6	151,8
Nucléaire	16,5	17,4	17,1	22,2	23,1
Diesel	2,0	0,1	0,9	0,2	0,3
Achats	123,0	113,8	109,5	86,3	131,6
Total	292,3	305,1	368,1	274,3	306,8
Coûts de financement (en millions de dollars)					
Intérêts débiteurs	303,7	271,8	244,5	242,3	258,6
Produit des fonds d'amortissement et des autres placements	(63,9)	(67,6)	(55,5)	(50,0)	(44,3)
Frais de garantie du gouvernement provincial	13,8	12,0	9,0	10,0	
Amortissement de l'escompte et des frais liés aux débentures	3,4	2,6	2,3	3,1	3,9
Amortissement du change non matérialisé	(3,3)	15,9	3,9	(1,2)	22,3
Intérêts capitalisés	(54,0)	(23,1)	(6,7)	(3,8)	(2,4)
Frais de financement nets	199,7	211,6	197,5	200,4	238,1
Autres données					
Augmentation de tarif	-2,30 %	6,90 %*	0,00 %	0,00 %	0,00 %
IPC (Nouveau-Brunswick)	6,50 %	4,60 %	4,70 %	3,60 %	2,80 %
Augmentation du PIB (Nouveau-Brunswick)	-1,00 %	1,60 %	2,70 %	3,20 %	5,10 %
Dépenses en immobilisations (en millions de dollars)	544,2 $	463,6 $	163,2 $	120,1 $	71,0 $
Évolution de la dette totale (en millions de dollars) (après déduction des fonds d'amortissement, des liquidités et des placements)	402,0 $	279,3 $	6,2 $	(118,7)$	(137,4)$
Répartition (en pourcentage) de la dette à long terme					
Dollars canadiens	70 %	59 %	63 %	61 %	46 %
Dollars américains	26 %	33 %	28 %	31 %	44 %
Francs suisses	4 %	8 %	9 %	8 %	10 %
Moyenne pondérée des taux d'intérêt	9,68 %	9,50 %	9,53 %	9,53 %	10,06 %

*en vigueur le 16 janvier 1991

CARTE DU RÉSEAU

LEGENDE

- Centrale hydraulique
- Centrale nucléaire
- Centrale thermique
- Centrale thermique (en construction)
- Turbine à combustion
- Poste
- Interconnexion
- Lignes à 345 kV
- Lignes à 230 kV
- Lignes à 138 kV
- Lignes à 345 kV (projetées ou en construction)
- Lignes à 138 kV (projetées)



DONNÉES SUR LES CENTRALES

Capacité de production nette

Hydro-électriques

Milltown	4 MW
Tobique	20 MW
Sisson	9 MW
Grand-Sault	61 MW
Beechwood	113 MW
Mactaquac	672 MW
Total	**879 MW**

Nucléaire

Point Lepreau	640 MW

Thermiques

Chatham	29 MW
Grand Lac	82 MW
Courtenay Bay	254 MW
Dalhousie*	286 MW
Coleson Cove	1005 MW
Total	**1656 MW**

*Après déduction de la portion appartenant à MECL

Turbines à combustion

Moncton	24 MW
Grand Manan	28 MW
Millbank	400 MW
Ste-Rose	100 MW
Total	**550 MW**

Capacité de production totale 3 727 MW